

इसे वेबसाइट www.govtpressmp.nic.in
से भी डाउन लोड किया जा सकता है.



मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 27]

भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 5 जुलाई 2024—आषाढ़ 14, शक 1946

भाग ४

विषय—सूची

(क)	(1) मध्यप्रदेश विधेयक,	(2) प्रवर समिति के प्रतिवेदन	(3) संसद् में पुरःस्थापित विधेयक.
(ख)	(1) अध्यादेश	(2) मध्यप्रदेश अधिनियम,	(3) संसद् के अधिनियम.
(ग)	(1) प्रारूप नियम,	(2) अन्तिम नियम.	

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)

अध्यादेश

उच्च शिक्षा विभाग

मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल

भोपाल, दिनांक 25 जून 2024

क्र. आर-425-सीसी-17-अड़तीस.— मध्यप्रदेश निजी विश्वविद्यालय (स्थापना एवं संचालन) अधिनियम, 2007 की धारा 29 (1) के अनुक्रम में सर्वपल्ली राधाकृष्णन निजी विश्वविद्यालय, भोपाल के पश्चातवर्ती अध्यादेश क्रमांक 93 से 96 तक के साधारण राजपत्र में प्रकाशन राज्य शासन के निर्देशों के अनुसार अधिनियम, 2007 की धारा-35 अनुसार प्रकाशित किया जाता है. संस्था के उक्त अध्यादेश प्रकाशित होने की तारीख से प्रवृत्त होंगे.

पश्चातवर्ती अध्यादेश क्रमांक 93 से 96

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,
वीरन सिंह भलावी, अवर सचिव.

SARVEPALLI RADHAKRISHNAN UNIVERSITY, BHOPAL
SUBSEQUENT ORDINANCE NO. 93
DIPLOMA IN COMPUTER APPLICATION (DCA)
(Semester System)

This ordinance shall be applicable to candidates admitted for Diploma in Computer Application (DCA) diploma course.

1. The duration of the Diploma in computer application shall be of one academic year, comprising of two semesters. The examination of the first semester shall ordinarily be held in the month of November/ December on suitable dates as fixed by registrar of the university.
A supplementary examination for the first semester shall be held as decided by University. The 2nd semester examination will be held in April / May.
2. A person, who has obtained 10+2 certificate from the M.P. Board of Secondary Education, Bhopal or any other recognized board shall be eligible for admission to the DCA programme of the university.
3. (a) A candidate shall be required to fulfill the following conditions for appearing in the first and second semester examinations:-
 - (i) A good character certificate from the head of the department.
 - (ii) 75% attendance of the full course of lectures delivered in each at par in practical, seminars, case discussion trip to computer centers etc.
- (b) A deficiency in the attendance for the proscribed course (lectures/practical/ seminars/ case discussion/visit to computer centers etc.) may be condoned as per provision of ordinance of the University for the purpose.
- (c) A candidate shall be allowed to appear in the second semester examination only when he/ she has passed the first semester examination.
4. A candidate, who has failed (or absented on exceptional cases) in the first semester examination may be provisionally allowed to attend the second semester course.
5. The medium of instruction and examination shall be English / Hindi.

6. Every candidate shall be examined according to the scheme of examination of Ordinance No.5 of the SRK University. The fees for each course shall be decided by M.P. Private University regulatory commission Bhopal. The Number of seats in each course will be as per approved by regulatory commission.
7. The practical examination (including oral) shall be conducted by the two examiners i.e. one external to be recommended by the examination committee and one internal to be nominated by the head of the department.
8. Attendance – As per ordinance No. 2 Part (II) (9) of SRK University
9. No. candidate shall be allowed more than two attempts as an ex - student in particular semester. If a candidate does not succeed in the attempt three, he / she will have to leave this course.
10. Result of a candidate who has passed the higher examination but failing in back papers of lower examination will be withheld till he clear the lower examination.
11. The Standard of passing shall be following. In order to pass DCA examination of any semester, a candidate must obtain at least 40 % marks.
12. The division will be awarded in first year of DCA on the following basis.
75 % of the aggregate and above: first division with honors.
60 % of the aggregate and above: first division
50 % of the aggregate and above: second division
13. Curriculum & related regulation:-
The curriculum & related regulation of DCA will be as per schemes approved by the Board of management of the university.
14. Maximum duration for completion for course shall be 2 years.
15. Notwithstanding anything stated in this ordinance, for any unforeseen issues arising, and not covered by this Ordinance or in the event of differences of interpretation, the Vice - Chancellor may take a decision after obtaining, if necessary the opinion/advice of a committee consisting of any or all the director of the schools. The decision of the vice - chancellor shall be final.
16. The reservation to SC/ ST/ other category candidates shall be applicable as per the norms of the state Government of Madhya Pradesh.

ORDINANCE NO. 94 OF 2019
MASTER OF PHYSIOTHERAPY (M.P.T.)

MASTER OF PHYSIOTHERAPY (M.P.T.) in
SPORTS/ORTHOPAEDICS/NEUROLOGY/CARDIOTHORACIC/
OBSTETRICS & GYNECOLOGY BRANCHES

1) PROMULGATION

The Degree of MPT Physiotherapy as per norms & regulation of paramedical council shall be conferred upon a candidate who has pursued a course of not less than two years of academic session, in an affiliated and recognized teaching institute as a regular candidate and who has passed two years theory and practical examinations with regular attendance and clinical posting allotted.

2) NOMENCLATURE

ELECTIVES OFFERED AND DEGREE AWARDED: **MASTER OF PHYSIOTHERAPY**

I. Orthopaedics

II. Sports

III. Neurology

IV. Cardiothoraci

V. Obstetrics & Gynecology

3) COURSE OUTLINE

The Masters Degree in Physiotherapy is a two year program consisting of classroom teaching, self academic activities and clinical posting. In the first year theoretical basis of physiotherapy is refreshed along with research methodology and biostatistics. The students are rotated in all areas of clinical expertise during this period. They are required to choose their study for dissertation and submit a synopsis. During the second year the students will be posted in their area of specialty. They are required to complete and submit their dissertation. The learning program includes seminars, journal reviews, case presentations, case discussions and classroom teaching. Some of the clinical postings are provided at other reputed centers in the country in order to offer a wider spectrum of experience. The students are encouraged to attend conference, workshop to enhance their knowledge during the course of study. University examinations are held at the end of second year.

4) ELIGIBILITY FOR ADMISSION

Master of Physiotherapy course shall be open to those who have passed 10+2 (Physics, Chemistry, English & Biology) and full time Bachelor of Physiotherapy B.Sc. (PT) or BPT degree from institutions/ any recognized university where the mode of study is a full time regular program, with minimum 3½ years or 4 ½ years duration from this university

or any other university in India or abroad as equivalent with not less than 50% of marks in aggregate and have completed 6 months of compulsory rotating internship in Physiotherapy .

In case of SC/ST/OBC students the relaxation of the eligibility percentage for the admission will be as per the Madhyapradesh state Government rules.

Admission to the course will be as per the performance of the student in the entrance examination; however the student should have minimum 50% aggregate in BPT for appearing in the entrance exam.

5) GOALS OF COURSE:

- A. Impartation of education with research basis in order to validate techniques & technology in practice to physiotherapy.
- B. Formation of base of the professional practice by referral as well as first contact mode using evidence based practice.
- C. Preparation of a postgraduate student towards his/her professional autonomy at par with global standards
- D. Acquainting a student with concept of quality care at the institutional as well as the community levels.
- E. Inculcation of appropriate professional relationship in multidisciplinary set up, patient management and co partnership basis.
- F. Preparation of students to address problems related to health education and community physiotherapy.
- G. Practicing the concept of protection of rights of the community during referral as well as first contact practice.
- H. Incorporation of concept of management in physiotherapy.
- I. Experience in clinical training and undergraduate teaching partly.

6) DURATION OF COURSE

The duration of the certified study for the Master of physiotherapy shall be full time regular course and its duration shall extend over a period of two continuous academic Years' on a full time basis for the award of the degree. *The student for the award of the*

MPT degree shall have to qualify in all papers prescribed for the MPT course within a period of FOUR years from the date he/she joined the course.

7) MEDIUM OF INSTRUCTION :-

English will be the medium of instruction for the subjects of study and for the examination of the MPT course.

8) METHODS OF TRAINING:-

The training of postgraduate for MPT degree shall be on a full time pattern with graded responsibilities in the management and treatment of patients entrusted to his / her care. The participation of all the students in all facets of educational process is essential. Every candidate should take part in seminars, group discussions, clinical rounds, care demonstrations, clinics, journal review meetings & CME. Every candidate should be required to participate in the teaching and training programs of undergraduate students. Training should include involvement in laboratory experimental work and research studies.

9) MONITORING PROCESS OF STUDIES (INTERNAL MONITORING)

It is essential to monitor the learning progress of each candidate through continuous appraisal and regular assessment. It not only helps teachers to evaluate students, but also students to evaluate themselves. The monitoring is done by the staff of the department based on participation of students in various teaching / learning activities. It may be structured and assessment be done using checklists that assess various aspects.

Work diary: Every candidate shall maintain a work diary and record his/her participation in the training programmes conducted by the department such as journal reviews, seminars etc.

Special mention may be made of the presentations by the candidate as well as details of clinical of laboratory procedures, if any conducted by the candidate. The work diary shall be scrutinized and certified by the Head of the Department and Head of the Institution and presented in the university examination.

Periodic tests: The College may conduct periodic tests. The test may include written theory papers, practical, viva voce and clinical in the pattern of university examination. Records and marks obtained in such tests will be maintained by the Head of Department and sent to the University, when called for.

10) ATTENDANCE REQUIREMENT FOR EXAMINATION

A candidate is required to attend a minimum of 80% of training and of the total classes conducted during each academic year of the MPT course. Provided further, leave of any

kind shall not be counted as part of academic term without prejudice to minimum 80% of training period every year. Any student who fails to complete the course in this manner shall not be permitted to appear the University Examinations. A candidate who does not satisfy the requirement of attendance even in one subject or more will not be permitted to appear for University Examination. He / She will be required to make up the deficit in attendance to become eligible to take subsequent examination.

11) CONDONATION OF ATTENDANCE

Dean/ Principal of the college are empowered to condone 10% of attendance on valid grounds. Monthly attendance of students has to be sent to the university every month from the respective affiliated colleges.

12) ADMISSION TO UNIVERSITY EXAMINATION OF MPT COURSE

The candidate admitted in an academic year will be registered to take up their University examination after completion of two academic years.

Subject of first year MPT College/ Institutional examinations; **Basic Medical Sciences &**

Principles of Physiotherapy Practice, Biomechanics & Kinesiology, Research Methodology & Biostatistics and Educational Methodology will be common subjects for all the student Subjects in second year University Examinations will be as per the elective specialization (Sports / Orthopaedics / Neurology / Cardiothoracic/ Obstetrics & Gynecology) except **Exercise Physiology & Nutrition, Physical Diagnosis & Rehabilitation** which will be common subjects to all the students.

* Advanced Physiotherapeutic would be additional elective subject as per specialization.

13) COMMENCEMENT OF THE EXAMINATION

There shall be two university examinations: Main and Supplementary examination as per university notification every year academic year for MPT Final year candidates only. For MPT course (which is of two years duration), the University examination will be held at the end of **second year only**. However, at the end of first academic year, Internal examination will be conducted at the college level itself and the result has to be sent to the University as per the scheduled notification. (These marks will be included in the Final Transcripts), and the students are eligible to appear their final year examination at MPMSU, subject to passing in first year internal examination conducted at college / institution level.

14) WORKING DAYS IN AN ACADEMIC CALENDAR / ADMISSIONS:

The admissions of students into various programs should be completed by 30th November. There shall be 240 minimum teaching days in one academic year.

15) DISSERTATION

Every candidate pursuing MPT degree course is required to carry out work on a selected research Project under the guidance of a recognized postgraduate teacher. The results of such a work shall be submitted in the form of dissertation.

The dissertation is aimed to train a graduate student in research methods and techniques. It includes identification of a problem, formulation of a hypothesis search and review of literature getting acquainted with recent advances, designing of a research study, collection of data, critical analysis, and comparison of results and drawing conclusions.

Every candidate shall submit to the Registrar of university in the prescribed Performa a synopsis containing particulars of proposed dissertation work within 4 months from the date of commencement of the course on or before the dates notified by the university. The synopsis shall be sent through the proper channel. Such synopsis will be reviewed and the university will register the dissertation topic. All the synopses of Dissertation have to be approved by the Institutional Ethical Committee.

No change in the dissertation topic or guide shall be made without prior approval of the university. Guide will be only a facilitator, advisor of the concept and hold responsible in correctly directing the candidate in the methodology and not responsible for the outcome and results.

The dissertation should be written under the following headings.

1. Introduction
2. Aims or objectives of study
3. Review of literature
4. Material and methods
5. Results
6. Discussion
7. Conclusion
8. References
9. Appendices

The written text of dissertation shall not be less than 50 pages and shall not exceed 100 pages excluding references, tables, questionnaires and other annexure. It should be neatly typed in double line spacing on one side of paper (A4 size, 8.27" x 11.69" and bound properly. Spiral binding should be avoided. The guide, head of the department and head of the institution shall certify the dissertation.

Four copies of dissertation thus prepared shall be submitted to the Registrar (Evaluation), three months before final examination on or before the dates notified by the university.

The examiners appointed by the university shall value the dissertation. **Approval of dissertation work is an essential precondition for a candidate to appear in the university examination.** The dissertation shall be valued by the evaluator (Examiners) apart from the guide out of which one is external outside the institution zone of university

/ from other college of the same university. Evaluator acceptance other than the guide will be considered as a precondition for eligibility to take.

16) Guide

The academic qualification and teaching experience required for recognition by this university is as per the criteria for recognition of MPT teachers for guides.

Criteria for recognition of MPT teacher / guide

1. M.Sc. (PT) /MPT with five years teaching experience working on a full time position at a Recognized institution.
2. The age of guide / teacher shall not exceed 65 years.
3. The guide student ratio should be 1:5

Change of Guide

In the event of registered guide leaving the college for any reason or in the event of death of guide, guide may be changed with prior permission from the Vice Chancellor.

- 17) For other provision which is not covered in this curriculum & syllabus will be applicable as per the university ordinance.

18) SCHEME OF EXAMINATION

MPT 1st Year (Common for All candidates): Institutional Examination as per University Notification			
S.No.	SU BJECT	MAX. MARKS	Minimum Passing Marks
1.	Basic Medical Sciences & Principles of Physiotherapy Practice	100	50
2.	Biomechanics & Kinesiology	100	50
3.	Research Methodology & Biostatistics and Educational Methodology	100	50
Total Max. Marks.		300	

(There shall be institutional/college level theory examination as per university notification, marks to be send to university)

MPT 2nd / Final Year: University Examination

S. No.	SUBJECT	Written	Practical	Viva	Total
1	Exercise Physiology & Nutrition	100	--	--	100
2	Physical Diagnosis & Rehabilitation	100	100	50	250
3	Elective-I*	100	100	50	250
4	Elective-II**(Advanced Physiotherapeutic)	100	--	--	100
5	Dissertation	--	--	100	100
Total Max. Marks					800

N.B.- Viva marks will be added in practical marks; candidate have to get min.50% marks i.e. 75 marks in practical and viva collectively for passing the practical examination.

Elective-I*: Subjects

MPT Sports: Sports Physiotherapy

MPT Orthopaedics: Orthopaedic Physiotherapy

MPT Neurology: Neurologic Physiotherapy

MPT Cardiothoracic: Cardiopulmonary Physiotherapy

MPT Obstetrics & Gynecology: Physiotherapy in Obs. & Gynecological conditions

Elective-II: Subjects (Advanced Physiotherapeutic)**

MPT Sports: Advanced Physiotherapeutic in Sports Physiotherapy

MPT Orthopaedics: Advanced Physiotherapeutic in Orthopaedic Physiotherapy

MPT Neurology: Advanced Physiotherapeutic in Neurologic Physiotherapy

MPT Cardiothoracic: Advanced Physiotherapeutic in Cardiopulmonary Physiotherapy

MPT Obstetrics & Gynecology: Advanced Physiotherapeutic in Physiotherapy in Obs. & Gynecological conditions

19). Passing Marks of Examination:

- The passing marks of examination would be 50% for each subject and also in total marks obtained. The candidate has to pass in theory and practical examination separately. For theory paper the internal assessment marks, viva-voce and theory examination marks will be counted.
- The candidate should pass separately in two heads i.e in Theory (Theory plus Viva voce) and also in Practical (with 50% marks).
- The candidate has to pass separately in each subject in internal assessment examination (with 50% marks) in order to be eligible to appear in university examinations. .
- The grace marks shall be allowed according to the general ordinance relating to “Award of Grace Marks”.
- Regarding Grace Marks it was decided that total weightage of grace marks would be **5 (five)**, and that grace marks can be split between the subjects. There will not be any grace marks for the Practical examination.
- Grace marks will not be added to total marks of the candidate. In Supplementary examination also similar pattern of grace marks will be followed.

20. After completion of two academic years of studies he shall not have any privileges of a regular student.

21. Successful candidate who obtain 60% or more of the aggregate marks in Part-I and Part-II examination taken together shall be placed in the first division and those who obtain 50% or more but less than 60% shall be placed in the second division.

22. A successful candidate of the M.P.T. Part-I and Part- II examination shall be awarded degree in following nomenclature:

- **M.P.T in Sports Physiotherapy**
- **M.P.T in Orthopedics Physiotherapy**
- **M.P.T in Neurological Physiotherapy**
- **M.P.T in Cardiothoracic Physiotherapy**
- **M.P.T in Gynecology and Obstetrics Physiotherapy**

**SYLLABUS & SCHEME OF EXAMINATION FOR MPT
SPORTS/ORTHOPAEDICS/NEUROLOGY/CARDIOTHORACIC, OBS.&GYNECOLOGY**

COURSE OF THE STUDY

MPT 1st Year (First 12 Months)

S. No.	SUBJECT	Teaching Hours		
		Theory	Clinical/ Practical	Total
1.	Basic Medical Sciences	100	75	175
	Principles of Physiotherapy	50	75	125
	Practice			
2.	Biomechanics	100	75	175
	Kinesiology	100	75	175
3.	Research Methodology &	100	--	100
	Biostatics			
	Educational Methodology	50		50
4.	Clinical training	--	650	650
5.	Seminar, Journal Club, Teaching Skills, Case Presentation, Field Works etc.	--	150	150
				1600

MPT 2nd /Final Year (13-24 Months)

S. No.	SUBJECT	Teaching Hours		
		Theory	Clinical/ Practical	Total
1.	Exercise Physiology &	175	50	225
	Nutrition			

2.	Physical Diagnosis	175	175	350
	Rehabilitation	100	100	200
3.	Elective-I*	150	100	250
4.	Elective-II**(Advanced Therapeutics)	150	100	250
5.	Dissertation	--	150	150
6.	Clinical training	--	650	650
7.	Seminar, Journal Club, Teaching Skills, Case Presentation, Field Works etc.	--	150	150
				2225

Elective-I*: Subjects

MPT Sports: Sports Physiotherapy

MPT Orthopaedics: Orthopaedic Physiotherapy

MPT Neurology: Neurologic Physiotherapy

MPT Cardiothoracic: Cardiopulmonary Physiotherapy

MPT Obstetrics & Gynecology: Physiotherapy in Obs. & Gynecological conditions

Elective-II: Subjects (Advanced Physiotherapeutic)**

MPT Sports: Advanced Physiotherapeutic in Sports Physiotherapy

MPT Orthopaedics: Advanced Physiotherapeutic in Orthopaedic Physiotherapy

MPT Neurology: Advanced Physiotherapeutic in Neurologic Physiotherapy

MPT Cardiothoracic: Advanced Physiotherapeutic in Cardiopulmonary Physiotherapy

MPT Obstetrics & Gynecology: Advanced Physiotherapeutic in Physiotherapy in Obs. & Gynecological conditions

ORDINANCE NO. 95 OF 2019
M.Sc. Medical Laboratory Technology (MMLT)

The admission/examination for the degree of M.Sc. MLT shall be held in the following subjects as per norms & regulations of paramedical council :-

1. Biochemistry
2. Microbiology
3. Haematology
4. Histopathology

DURATION OF THE COURSE:

The duration of the course leading to the Degree of M.Sc. MLT shall be of two academic years followed by compulsory rotatory internship of six months. There shall be actual teaching for a minimum of 180 days excluding admissions, preparation and examination days in each year.

2. ELIGIBILITY:

A person who has passed B.Sc. MLT/BMLT examination with atleast 50% marks in aggregate from a recognized University, shall be eligible to join the First year of M.Sc. MLT course.

3. EXAMINATION:

The annual university examination shall be held at the end of each of First and Second years, ordinarily in the months of May/June, on such dates as may be fixed by the Vice-Chancellor and notified by the Controller of Examinations. The candidates shall have to appear in the examination after completion of first year and then after completion of the second year and submission of Project Report.

3.1 SUPPLEMENTARY EXAMINATION:

The Supplementary examinations for re-appearing candidates shall be held ordinarily in the month of December/January.

4. ELIGIBILITY FOR EXAMINATION:

The First and Second year examinations shall be open to a regular student who :-

- (i) has passed the requisite qualifying examination as laid down in Clause 2 above, if he/she is a candidate for the First year examination, or, has passed the preceding year examination if he/she is a candidate for the Second year examination.
- (ii) has his/her name submitted to the Controller of Examinations by the Department of paramedical sciences SRK. University and produces the following certificates signed by him:-
 - (ii.a) of a good character;
 - (ii.b) of having remained on the rolls of the concerned department for the year preceding the examination
 - (ii.c) of having attended not less than 80% of the full course of lectures delivered in each year in Theory and Practicals (the course to be counted upto the last day when the classes break up for preparatory holidays i.e. 10 days before the commencement of the examination).

A deficiency of lectures upto 10% may be condoned by the Principal of the College/Institute in exceptional cases on reasonable grounds.

5.1 20% marks each in Theory & Practicals shall be assigned for Internal Assessment in each year.

5.2 The Principal of the Institute shall forward the Internal Assessment marks on the basis of periodical tests, attendance, etc. to the Controller of Examinations at least one week before the commencement of the annual examinations.

5.3 The Principal of the Institute will preserve the records on the basis of which the Internal Assessment awards have been prepared, for inspection, if needed by the University upto three months from the date of declaration of the Annual examination results.

5.4 The Internal Assessment award of a candidate who fails in yearly examination shall be carried forward to the next examination.

6. The examination shall be held according to the Scheme of examination and Syllabus prescribed by the Academic Council & as per paramedical council. A candidate who fails in an examination or having been eligible fails to appear in the examination shall take the examination according to syllabus prescribed by the University for regular students provided that the syllabus for the candidates of Supplementary examinations shall be the same as was in force in the last annual examination.

7. APPOINTMENT OF EXTERNAL/INTERNAL EXAMINERS FOR AWARD OF M.SC MLT COURSE:

- The Examiner shall have atleast **one year** teaching experience in the Subject concerned or in Allied subjects in a college affiliated to a recognized University.
- There shall be **two examiners out of which one shall be external examiner** so that uniformity in the matter of assessment of candidates is maintained. The Board of Studies shall supply the panel of examiners to University for appointment of internal/external examiners by the Vice-Chancellor.
- The question paper of Theory Paper – A & B shall be set and Answer-books examined by the same External Examiner which will be moderated by the Internal examiner as per the syllabus of M.Sc MLT.
- The External Examiner shall be from outside the University.
- The same set of examiners shall ordinarily evaluate the written, practical and oral examinations.

7.1 Academic qualifications and teaching/professional experience for appointment of Examiners in each Branch of M.Sc. MLT:

- M.D or Ph.D or Ph.D MLT in Biochemistry /Microbiology/ Pathology with one year of teaching/professional experience after post-graduation in a teaching institution or in a laboratory.
- OR
- M.Sc. MLT /M.Sc. Medical with five years of teaching/professional experience of which atleast 2 years after the post-graduate qualification in a teaching institution or laboratory approved by this University.

8. PROJECT REPORT:

Each candidate pursuing M.Sc. MLT course is required to carry out Project Report work on a selected topic under the supervision of a recognized post-graduate teacher **for a period of one year after the submission of synopsis.**

The Project Report is aimed to train the students in research methods and techniques. It includes identification of problem, formulation of hypothesis, search and review of literature, getting acquainted with recent advances, collection of data, critical analysis, interpretation of results and drawing conclusions. Protocol submission is required within six months from the date of admission and has to be approved by Institutional Ethical

Committee (IEC) and Board of PG Studies within nine months from the date of admission. Final Project Report shall be submitted to the Principal, Department of Paramedical Science before three months of final examination.

Two hard copies of synopsis containing particulars of the proposed Project Report shall be submitted to the Principal, Department of Paramedical Science after its scrutiny and approval by the concerned PG Board of Studies within one year.

The Project Report topic or Supervisor or change of topic shall be assigned/ made on the recommendation of the concerned PG Board of Studies.

The written text of Project Report shall not be less than 50 pages and shall not exceed 100 pages excluding references, tables, questionnaires and other annexure. A declaration by the candidate that the work was done by him/her is bonafide. The Supervisor, Head of the department and Head of the Institution shall certify the bonafide of the Project Report.

Two copies of Project Report shall be submitted to the Principal and one copy to Head of the Department with a soft copy; three months before the final examination. **It shall be assessed by internal examiner to be appointed by the Principal**, No marks shall be awarded for dissertation.

9. **INTERNSHIP:**

Every candidate will be required after passing M.Sc. MLT examination to undergo Compulsory Rotational Internship for the **duration of six months** in the concerned subject to the satisfaction of the Principal of the Institute.

10. The medium of instruction and examination shall be English.

11. A candidate must pass the whole course within **four & half year (including internship of six months)** of his/her admission to First year of the course failing which he/she will be required to repeat the course de novo.

12. **EXAMINATION FEE:**

The amount of examination fee to be paid by a regular student shall be as prescribed by the University from time to time. A candidate who re-appears in one or more paper(s) shall pay examination fee as for the whole examination.

13. PASSING SCORE:

The Minimum number of marks required to pass in examination shall be **50%** marks in aggregate in each of the subjects separately with a minimum of **50%** marks in Theory (including oral examination) and clinical/practical separately inclusive of internal assessment, as the case may be.

- After termination of the examination, the Controller of Examinations shall publish the result of the candidates and issue Detailed-Marks-Cards.
- A successful candidate of M.Sc. MLT examination shall be granted the Degree, only after he/she has completed **internship** as prescribed.

14. Notwithstanding the integrated nature of this course which is spread over more than one academic year, the ordinance in force at the time a student joins the course, shall hold good only for the examination held during or at the end of the academic year, and nothing in the ordinance shall be deemed to debar the University from amending the ordinance and the amended ordinance, if any, shall apply to all students whether old or new.
15. In Case of SC/ST/OBC students the relaxation of eligibility percentage for the admission will be as per the Madhya Pradesh State Government rules.

Ordinance No. 96 of 2019

Ordinance of MBA Logistics & Supply Chain Management

1. Objective of the program

MBA in Logistics & Supply Chain Management has been design to suit the requirement of manager involved in SCM operational activity like Procurement, production, Planning, Logistics. Distribution Planning and strategic activities like vendor selection and Management, SCM Network optimization and Product /Process re-design for SCM and to equip Managers and Practioners with the concept and practices of SCM. Role of Logistics & Supply Chain Manager is progressively shifting from supply Focus to Demand Focused owing to the increasing competitiveness of the business environment. This Unique program has been designed by combining the insight of industry leaders with the academic expertise of our faculty, to enable these managers to be adequately skilled to rise up to the expectation of their firms. Academic concepts and theories are brought to life through our Teaching faculty's professional expertise, and can be immediately applied in your career..

2 Eligibility

Bachelor's Degree in any discipline with minimum 50% Marks

3. Duration of Course as per AICTE norms

IV- SEMESTERS OF 6 MONTHS = Total 2 YEARS

4. Admission Procedure

4.1 Admission shall be made on merit on the basis of marks obtained in the qualifying examination and in the entrance examination or any other selection process as per the policy of the University.

4.2 List of Documents required

- (a) 10th class Mark sheet & Passing Certificate (original),
- (b) 12th class Mark sheet & Passing Certificate (original),
- (c) F. Y. Mark sheet (original).
- (d) S. Y. Mark sheet (original), Graduation / Post Graduation Mark sheet +
- (e) passing Certificate (original),
- (f) Address Proof – Aadhar card/ Passport (Attested Photocopy), School Leaving Certificate Birth Certificate (Attested Photocopy)

*In case the result is awaited for final semester / year, the mark sheet of the previous semester needs to be submitted.

5- Syllabus & Scheme

Semester	Title of the Subject	Semester	Title of the Subject
I	Management Theory and Practice	III	Procurement & Strategic Sourcing
	Organizational Behavior		Storekeeping & Warehousing
	Accountancy for Managers		Logistics Management
	Managerial Economics		Inventory and Material Management
	Statistics for Managers		Shipping and Air Cargo Logistics
	Basics of Supply Chain Management		Global Trade and International Business
II	Human Resource Management	IV	Warehouse Management
	Operations Management		Retail Logistics and Supply Chain Management
	Strategic Management		Enterprise Resource Planning
	Core Concepts of Supply Chain		Sustainable Supply Chain and Trends
	Transportation Basic and Operations		Final Project Report

SEMESTER- 1

PAPER 1 MANAGEMENT: THEORY AND Practice

UNIT I:

Evolution of Management thoughts – Contribution of Selected Management Thinkers – Various approaches to management – contemporary management practice – Managing in global environment – Managerial functions.

UNIT II:

Importance of planning – Types of planning – decision making process – Approaches to decision making – Decision models – Pay off Matrices – Decision trees – Break Even Analysis.

UNIT III:

Departmentation – Span of Control – Delegation – Centralization and Decentralization – Committees – Line and Staff relationships – Recent trends in organization structures.

UNIT IV: Process of Recruitment, Selection, Induction Training – Motivation – Leading – Leadership styles and qualities – Communication – process and barriers. **UNIT V:** Managements control systems – techniques – Types of control.

PAPER-II ORGANISATIONAL BEHAVIOUR

UNIT I:

Definition, need and importance of organizational behavior – nature and scope – frame work – organizational behavior models.

UNIT II:

Personality – types – factors influencing personality – theories – learning – types of learners – the learning process – learning theories – organizational behavior modification. Attitudes – characteristics – components – formation – measurement. Perceptions – importance – factors influencing perception – interpersonal perception. Motivation – importance – types – effects on work behavior.

UNIT III:

Organization structure – formation – groups in organizations – influence – group dynamics – emergence of informal leaders and working norms – group decision making techniques – interpersonal relations – communication – control.

UNIT IV:

Meaning – importance – leadership styles – theories – leaders Vs managers – sources of power – power centers – power and politics. **UNIT V :**

Organizational climate – factors affecting organizational climate – importance. Job satisfaction – determinants – measurements – influence on behaviour. Organizational change – importance – stability Vs change – proactive Vs reactive change – the change process – resistance to change – managing change. Organizational development – characteristics – objectives – team building. Organizational effectiveness – perspective – effectiveness Vs efficiency – approaches – the time dimension – achieving organizational effectiveness.

PAPER III ACCOUNTANCY FOR MANAGERS**UNIT I:**

Introduction to Financial, Cost and Management Accounting – Accounting Conventions and Concepts- IFRS-Preparation of financial statements: Income statements and Balance sheet – Segmental Reporting

UNIT II:

Financial statement analysis – Ratio Analysis-Preparation of Cash Flow Statement- cash flow and funds flow statement analysis

UNIT III:

Elements of Cost - Cost Classification - Cost Control & Cost reduction – Methods of costing - Preparation of cost sheet – Activity based costing.

UNIT IV:

Basics of Cost Volume Profit (CVP) analysis – BEP analysis- Application of marginal costing in decision making - Basic framework of budgeting-Preparation of Master, flexible and cash budgets- Zero based budgeting

UNIT V:

Standard costing-Setting standard costs - Analysis of variance - Significance of Computerized Accounting System

PAPER IV MANAGERIAL ECONOMICS**UNIT I:**

Meaning and Scope of managerial Economics-Role and Responsibility of A managerial Economist-Fundamentals- concepts - Demand & Supply: Law of Demand-Types of Demand-Elasticity of demand-Demand forecasting, Law of Supply, Elasticity of Supply

UNIT II:

Macro economic variables – national income, investment, savings, employment, inflation, balance of payment, exchange rate – circular flow of income – national income concepts – measurement of national income – role of economic planning – Indian economic planning.

UNIT III:

Determination of national income – Keynesian perspective - multiplier – accelerator – business cycle – the role of fiscal policy – Indian fiscal policy and experiences. Demand and supply of money – money market equilibrium – the role of money - monetary policy – Indian perspectives.

UNIT IV:

Analysis of inflation and unemployment – the role of economic policies – Indian experiences.

UNIT V:

International trade – trade multiplier – linkage model – the role of trade policy – analysis of performance of Indian economy in external sector.

PAPER V: STATISTICS FOR MANAGERS

UNIT I: Basic definitions and rules for probability, conditional probability, independent of events, Baye's theorem, random variables, Probability distributions: Binomial, Poisson, Uniform and Normal distributions.

UNIT II - Introduction to sampling distributions, sampling techniques, sampling distribution of mean and proportion, application of central limit theorem. Estimation: Point and Interval estimates for population parameters of large sample and small samples, determining the sample size.

UNIT- III TESTING OF HYPOTHESIS - Hypothesis testing: one sample and two samples tests for means and proportions of large samples (z-test), one sample and two sample tests for means of small samples (t-test), F-test for two sample standard deviations, Chisquare test for single samples standard deviation. Chi-square tests for independence of attributes and goodness of fit.

UNIT IV NON-PARAMETRIC METHODS –

Sign test for paired data. Rank sum test: Mann – Whitney U test and Kruskal Wallis test. One sample run test, rank correlation.

UNIT V CORRELATION, REGRESSION AND TIME SERIES ANALYSIS - Correlation analysis, estimation of regression line. Time series analysis: Variations in time series, trend analysis, cyclical variations, seasonal variations and irregular variations.

PAPER V Basics of Supply Chain Management**UNIT : Production—**

PAPER V Basics of Supply Chain Management**UNIT : Production—**

What products does the market want? How much of which products should be produced and by when? This activity includes the creation of master production schedules that takes into account plant capacities, workload balancing, quality control, and equipment maintenance.

UNIT II: Inventory—

What inventory should be stocked at each stage in a supply chain? How much inventory should be held as raw materials, semi-finished, or finished goods? The primary purpose of inventory is to act as a buffer against uncertainty in the supply chain. However, holding inventory can be expensive, so what are the optimal inventory levels and reorder points?

UNIT III: Location—

Where should facilities for production and inventory storage be located? Where are the most cost-efficient locations for production and for storage of inventory? Should existing facilities be used or new ones built? Once these decisions are made they determine the possible paths available for product to flow through for delivery to the final consumer.

UNIT -IV:

Transportation—How should inventory be moved from one supply chain location to another? Air freight and truck delivery are generally fast and reliable but they are expensive. Shipping by sea or rail is much less expensive but usually involves longer transit times and more uncertainty. This uncertainty must be compensated for by stocking higher levels of inventory. When is it better to use which mode of transportation?

UNIT- V: Information—

How much data should be collected and how much information should be shared? Timely and accurate information holds the promise of better coordination and better decision making. With good information, people can make effective decisions about what to produce and how much, about where to locate inventory and how best to transport it.

SEMESTER - 2**PAPER-I HUMAN RESOURCE MANAGEMENT****UNIT- I:****Human Resource Philosophy –**

Changing environments of HRM - Strategic human resource management - Using HRM to attain competitive advantage - Trends in HRM - Organization of HR departments - Line and staff functions - Role of HR Managers.

UNIT -II:**Employment planning and forecasting –**

Recruitment, selection process- Building employee commitment: Promotion from within – Sources- Induction.

UNIT -III:**Orientation & Training:**

Orienting the employees, the training process, need analysis, Training -techniques, Developing Managers: Management Development - On-the-job and off-the-job Development techniques using HR to build a responsive organization. Management Developments - Performance appraisal in practice. Managing careers: Career planning and development - Managing promotions and transfers.

UNIT -IV:

Establishing Pay plans: Basics of compensation - factors determining pay rate - Current trends in compensation - Job evaluation – Incentives- Practices in Indian organizations. Statutory benefits - non-statutory (voluntary) benefits - Insurance benefits - retirement benefits and other welfare measures to build employee commitment.

UNIT -V: Labor relations -Employee security - Industrial Relation-Collective bargaining: future of trade unionism. Discipline administration - grievances handling - managing dismissals and separation. Labor Welfare: Importance & Implications of labor legislations - Employee health - Auditing -Future of HRM function.

PAPER II OPERATIONS MANAGEMENT

UNIT- I Production and Operations Management (POM) – Need, History, System. Types, functions and communication in POM. Computer Integrated Manufacturing and Services Systems: Global /trade operations and supply network applications.

UNIT -II:

Facility Location Decisions (FLcD) – Selections of country, region and site. Facility Layout Decision (FlyD) – Types (Fixed Position, and Production, Process, Flexible). Methodologies (Distance Minimizing, Computer software systems (CRAFT, CORELAP, ALDEP).

UNIT III: Forecasting – Types, Methods (Qualitative and Quantitative). Types of variation in data, Minimizing forecasting errors and selection of forecasting methods. Capacity Planning- MRP and MRP II systems Introduction to ERP Line Balancing and performance ratios.

UNIT- IV:

Material Management (MM) – Handling Technology (Robots, Automated storage and retrieval systems (ASRS) and methods (JIT, / Kanban, ABC Systems). Independent Demand Inventory Models – Fixed order system, Basic EOQ, EBQ Models, Quantity discount models. Dependent Demand Inventory models

UNIT -V: Johnson's Algorithm for job sequencing -Use of Gantt charts. Queuing analysis and Critical Ratios as methods for job scheduling. work measurement methods (WM) - Time study, methods-time measurement, Work Sampling, White color measurement and learning curves, Using WM to increase productivity- PERT / CPM – Drawing the network, computation of processing time, floats and critical path. Resource leveling techniques.

PAPER III STRATEGIC MANAGEMENT**UNIT I:**

Conceptual framework for strategic management, the Concept of Strategy and the Strategy Formation Process – Stakeholders in business – Vision, Mission and Purpose – Business definition, Objectives and Goals - Corporate Governance and Social responsibility

UNIT II

External Environment - Environmental Threat and Opportunity Profile (ETOP) – SWOT- Porter's Five Forces Model-Strategic Groups Competitive Changes during Industry Evolution- Globalization and Industry Structure - National Context and Competitive advantage Resources- Avoiding failures and sustaining competitive advantage-

UNIT- III

The generic strategic alternatives – Stability, Expansion, Retrenchment and Combination strategies - Business level strategy- Strategic analysis and choice -OCP - Strategic Advantage Profile - Corporate Portfolio Analysis - SWOT Analysis - GAP Analysis -

Mc Kinsey's 7s Framework - GE 9 Cell Model - Distinctive competitiveness - Selection of matrix - Balance Score Card

UNIT IV: The implementation process, Resource allocation, Designing organisational structure- Designing Strategic Control Systems- Matching structure and control to strategy- Implementing Strategic change-Politics-Power and Conflict-Techniques of strategic evaluation & control **UNIT V:** Managing Technology and Innovation- Strategic issues for Non Profit organizations- New Business Models and strategies for Internet Economy

PAPER IV CORE CONCEPTS OF SUPPLY CHAIN**UNIT I: Supply Chain Planning –**

Demand planning to improve supply chain health, Gillette case study. Why supply chain planning is necessary, supply chain planning matrix, supply chain partnership models, eight pillars of supply chain planning and implementation.

Unit II: Supply chain sub systems –

Extended supply chain, supply chain integration and its importance in today's world. Supply chain linkages and role of logistics, supply chain and logistics in the Indian context, value creation through supply chain, Iijjat papad case study.

UNIT III: Lean manufacturing – introduction, manufacturing transformations, principles of lean manufacturing, gaining competitiveness through lean manufacturing. Value stream analysis, essentials of lean supply chain, success factors for leanness and road map to success.

UNIT IV: Network Designing – Camy Petroleum LTD network design, need for a robust network design, role of network design, strategic factors in network design, operational and tactical factors. Steps in network design, facility location and capacity allocation, network design decision issues, networking in end-to-end supply chain, Adani case study. Supply Chain merger.

Unit V: Strategic approach in Supply Chain –

Alliances and outsourcing, strategic alliance, distributor integration, legal contract, issues in strategic alliance. Agile Supply chain, why agility, barriers to agility, creating an agile supply chain, Tesco case study. Global Supply chain, domestics vs global supply chain, strategic issues, cross-border logistics, operational factors. Reverse supply chain, scope of reverse supply chain, reverse supply chain design and challenges, trends in managing reverse supply chain.

PAPER IV TRANSPORTATION BASICS AND OPERATIONS

UNIT I:

Transportation basics, transport functionality and principles, product movement, objectives of transportation, product storage, principles of transportation, economies of scale, economies of distance.

UNIT II:

Participants in transportation decisions, role and perspective of each party in transport decisions, legal classification of carriers, transport planning parameters, cost structure in transportation.

UNIT III

Modes of transport, road, rail, pipeline, ropeways, air and water transport basics and understanding, modal characteristics of various modes, multi-modal transport and decisions. Value creation through efficient transportation network systems, piggyback, trailer. containerization, non-operating intermediaries.

UNIT IV:

Modes of transport and their freight structure, booking methods, demurrage, wharfage and containerization. Insurance claim procedure with different modes of transport. Costing procedures

for each transport modes, product related and market related factors influencing transport costs.

UNIT V:

Transport Economics, distance, volume, density, stowability, handling, liability and market factors. First party, second party, third party, fourth party, fifth party and seventh party logistics and their strategic alliances.

SEMESTER III

PAPER I - PROCUREMENT AND STRATEGIC SOURCING

UNIT I:

Purchase policy- Rate and Running Contract – Subcontracting- Systems Contract – Stockless purchase – Buying seasonal items – Forward Buying – Hedging – Purchasing Activities – Indent Status – A to Z of Purchase Order – Transportation – Incoming Inspection – Bill settlement – Documentation.

UNIT II:

Meaning of Right Price – Price Analysis – Determination of Right Price – Influencing Factors on Pricing – Classification of Pricing – Price Forecasting - Right Place – Purchase Budgets – Budgetary control – Need Identification Problems – Definition of lead time Elements- Cost Reduction and Lead time.

UNIT III:

Relevance of Good Supplier - Advantages of Good Relations –Prerequisites – Evaluation of Suppliers – The Buyers Role – Role of the Vendor Relevance of Good Suppliers – Need for vendor evaluation – Goals of Vendor Rating – Advantages of Vendor Rating – Parameters of Vendor Rating.

UNIT IV:

E-procurement concepts, RFX process, RFI, RFP & RFQ, guide to preparing RFX documents and preparing RFX documents. JIT procurement and its effects in production. Purchasing cards, reverse auction, ethical documents for procurement officers. Constraints of E-procurement and open trading environment.

UNIT V:

Strategic sourcing, objectives, scope of strategic sourcing, vendor selection models, AHP process, fuzzy logic process. understanding data to identify the right opportunities for sourcing.

PAPER II STORE KEEPING AND WAREHOUSING**UNIT I:**

Warehousing Management - Objectives of Stores – Location and Layout – Prevention – Management of Receipts – Issue Control – Stores Documentation

UNIT II:

Stock Valuation and Verification - Need for Valuation – Methods of Valuation – FIFO – LIFO – Average Price – Weighted Average – Standard Cost – Replacement Price – Stock Verification – Process of Verification

UNIT III:

Disposal of Obsolete and Scrap items - Management of SOS – Categorization of Obsolete/Surplus – Reasons for Obsolescence – Control of Obsolescence – Control of Scrap – Responsibility for Disposal – Disposal Methods

UNIT IV:

Insurance: Risk Management - Buyer's Interest – Marine Insurance – Inland Transit Insurance – Stores Insurance – Contractors All Risk Insurance – Miscellaneous Insurance – A to Z Claims Procedure – Loss Minimization- Spare Parts Management - Salient Features of Spares – Inventory Control of Spares – Categorization of Spares – Provisioning of Spares – Pricing of Spares – Relevance of Maintenance – Maintenance Costs

UNIT V:

Ethics in Materials Management - Importance of Ethics – Business Ethics – Ethics in Buying – Code of Ethics – Problems in Ethics – Backdoor Selling – A to Z Tips for Ethical Buying – Professionalization.

PAPER III LOGISTICS MANAGEMENT**UNIT I:**

The Logistics of Business – The Logistical Value Proposition – The work of Logistics – Logistical Operating Arrangements – Flexible Structure – Supply Chain Synchronization.

UNIT II:

Transport Functionality, Principles and Participants – Transportation Service – Transportation Economics and Pricing – Transport Administration – Documentation

UNIT III:

International Logistics and Supply Chain Management: Meaning and objectives, importance in global economy, Characteristics of global supply chains, Global Supply Chain Integration – Supply Chain Security – International Sourcing – Role of Government in controlling international trade and its impact on Logistics and Supply Chain.

UNIT IV:

International Insurance – Cargo movements – water damage – Theft – Privacy – pilferage – Other risk – perils with air shipments – Risk Retention – Risk Transfer – Marine Cargo Insurance – Coverage A,B,C classes – Elements of air freight Policy – Commercial Credit Insurance – Size of Vessels, Tonnage, Types of vessels- Container, Combination ships – Non vessel operating carriers

UNIT V:

International Air transportation – Types of aircrafts – Air cargo Regulations – Truck and Rail Transportation – Inter model – pipe lines – Packaging objectives – TCL, LCC – Refrigerator – goods – customs duty – Non-Traffic barriers – customs cleaning process – International logistics Infrastructure

PAPER IV INVENTORY MANAGEMENT & MATERIAL RESOURCE PLANNING**UNIT I:**

Introduction to inventory, need for inventory and functions, inventory as buffer, reasons for carrying inventory, inventory costs, poor inventory management, types of inventory conceptual frame work of inventory.

UNIT II:

Inventory categorization, determining when to order, determining lot size, inventory classifications and application of Pareto's law in inventory, inventory control procedures and inventory planning. Case study of Bhel-puriwala.

UNIT III:

Fair share allocation, distribution requirement planning, constraints to effective planning of inventory. Selective control techniques, inventory control systems, single period inventory, multi-period inventory and fixed-order quantity models. EOQ analysis and determining stock levels based on EOQ.

UNIT IV: introduction to safety stock, establishing safety stocks, need for safety stock, probability approach, fixed order quantity with safety stock, inventory turn calculation, inventory accuracy and cycle counting, bull whip effect, vendor managed inventory, merits and de-merits of VMI, case study

UNIT V: introduction to material resource planning (MRP) where MRP can be used and its benefits, creating a master production schedule (MPS), creating a bill of materials (BOM), MRP system structure, performing MRP calculations, lot sizing in MRP, lot-for lot, case studies.

PAPER V Shipping and Air Cargo Logistics**UNIT I:**

Introduction to Liners: Characteristics of Liner Services, Advantages & Disadvantages - Break Bulk Liner services – Roll on / off Liner services - Container Liner services – Passenger / Cruise Liner services, Types of shipping services (Liner and Tramp), Types of Liner services (Independent, Consortium), Services offered by Liners (RTW, pendulum, hub & spoke and end-to-end service), Direct vs Transshipment services – Short sea feeder services

UNIT II:

Organizational structure of a containerized Liner Shipping company – Operations, Technical & Commercial functions, Factors affecting Liner freight structure - Basic freight and surcharges - Freight for FCL, LCL, Cargo consolidation services, Electronic Data Interchange and Documentation aspects, Economics of a typical liner voyage.

UNIT III:

Stevedoring and Container leasing: Handling of Liner cargo – Liner cargo stevedoring - Types of cranes used for handling liner cargo – Unitization of cargo & evolution of containerization – Advantages and Disadvantages of Containerization, Ports, Multi modal transportation – Modal interfaces – Intermodal systems – Inland Container Depot (ICD) and Container Freight Station (CFS) Terminals - Types of containers & their features. applications, Methods of container acquisition viz., purchase, leasing-container interchange services

UNIT IV:

Air Cargo introduction, overview of airline's cargo terminal operations, load simulation models, stages involved in pull simulation models, air express, air freight, freight forwarder, air waybill, understanding the air waybill and its contents WRT cargo loaded. Different types of containers, airport codes, container codes, choosing the right container for cargo.

UNIT V:

Bulk cargo, handling personal effects, cargo calculations, dimensions, weight & volume calculations, preparing of AWB. Understanding cargo aircrafts, chargeable weight, charter service, check digit calculations, calculations of cubic capacity, customs declaration, rules for carrying dangerous goods, dead freight, air connections and networks, embargo, INCO terms, classification of air cargo.

SEMESTER IV**PAPER I Global Trade and International Business**

UNIT I: Introduction to International Business: Global Business Environment, Importance of Int. Business, problems and risks involved in Int. business & solutions, International marketing sales channel.

UNIT II:

EXIM Process: Elements of export & import contract, Procedure & Documents required for shipment of cargo, Multimodal Transport.

UNIT II:

EXIM Process: Letter of Credit & other payment terms, Methods of payment & risks, Bill of Lading & its types, INCOTERMS, Sea freight Export & Import Documentation / Cargo Flow

UNIT IV:

Services offered by various service providers in international business-Freight Forwarders, CHA, NVOCC, PERT, Crashing of project Network, Freight rates and basis of calculation, Freight Surcharges and Role of FMC

UNIT V:

Various factors affecting international trade, Tariff & Non- Tariff Barriers, Regulatory Authorities & Government Policies, Role of Department Of Commerce & Finance Ministry

PAPER II WAREHOUSE MANAGEMENT**UNIT I:**

Introduction, need for warehouse, evolution of warehouse concept, role of warehouse in logistical system, economic benefits, service benefits, introduction to principles of warehouse.

UNIT II:

principles of warehouse design, design criteria, handling technology, storage plan, Types of warehouse, private, public, contract warehousing. Methods of inventory valuation – FIFO – LIFO – FILO.

UNIT- III: Warehouse strategies and functions, movement, storage, loading bays, cross-dock operations. **UNIT IV:** Warehouse management fulfillment policy, receiving and managing new stock, choosing an optimal picking system, optimizing picking and packing process, implementing effective order management strategy, shipping of orders. **UNIT V:** measuring warehouse performance, receiving efficiency, GRN preparation, putaway process, picking accuracy, return of orders, order lead time. Upgrade of warehouse management system, things to look for in a warehouse management system.

PAPER III RETAIL LOGISTICS AND SUPPLY CHAIN MANAGEMENT**UNIT I:**

Introduction to retail logistics, retail logistics and supply chain transformation, the grocery retail supply chain and challenges. Changing buyer-seller relationships.

UNIT II:

Quick response in retail supply chain, efficient consumer response, role of logistics providers in retail supply chain, international sourcing, difference in distribution in local and international markets.

UNIT III:

Market orientation approach – a focal point and a reality, the role of imitation and innovation in the fashion business, managing the fashion logistics pipeline, quick response strategy in fashion business.

UNIT IV:

Establishing control and delivery efficiency in retail supply chain, the environmental considerations in quick response strategy, introduction to temperature- controlled supply chain in retail logistics.

UNIT V:

What is temperature-controlled supply chain, importance of temperature- controlled supply chain, changes in temperatures and its effects, challenges in temperature- controlled supply chain. On-shelf availability of products, methodology, findings and conclusions.

PAPER IV ENTERPRISE RESOURCE PLANNING

UNIT I: Overview of enterprise systems – Evolution - Risks and benefits - Fundamental technology - Issues to be consider in planning design and implementation of cross functional integrated ERP systems.

UNIT II;

Overview of ERP software solutions- Small medium and large enterprise vendor solutions, BPR, Business Engineering and best Business practices - Business process Management. Overview of ERP modules -sales and Marketing, Accounting, Finance, Materials and Production management etc...

UNIT III

Planning Evaluation and selection of ERP systems-Implementation life cycle – ERP implementation, Methodology and Frame work- Training – Data Migration. People Organization in implementation-Consultants, Vendors and Employees-Case studies.

UNIT IV

Maintenance of ERP- Organizational and Industrial impact: Success and Failure factors of and ERP Implementation -case studies.

UNIT V

Extended ERP systems and ERP bolt –on -CRM, SCM, Business analytics etc-Future trends in ERP systems-web enabled, Wireless technologies so on-Case studies.

UNIT I:

Introduction to greening of supply chain, Case study Hindustan pencils, corporate social responsibility, case study of IBM suppliers to meet environmental goals, Supply Chain responsibility.

UNIT II:

Green supply chain management, judicious utilization of resources, cost reduction factors, risk mitigation, gaining competitive advantage, ease in product adoption, GUCCI's CSR initiative, Starbucks sustainable practices, Berger paints India's green supply chain activity.

UNIT III: Competitive sustainability, green procurement, green manufacturing – a strategic priority, green marketing initiatives.

UNIT IV:

Blockchain technology in supply chain, blockchain technology implementation for sustainable supply chain solutions.

UNIT V:

Greening strategies, case studies

6- Grading System –

For each subject the scheme of marks would be 50% class Assessments based on Projects Assignments Tests, Class Attendance and 50% /Semester End Written Examination .

1. Medium of Instruction and Examination

The Medium of Instruction and Examination shall be English

2. Reservation –

The Reservation to SC/ST/ Other Category candidate as per norms of the state Government of Madhya Pradesh .

- 3. Notwithstanding anything stated in this ordinance, for any unforeseen issues arising, and not covered by this ordinance, or in the event of differences of interpretation, the Vice-chancellor may take a decision after obtaining, if necessary, the opinion / advice of a committee consisting of any of all the directors of the schools. The decision of the Vice-Chancellor shall be final**

भाग ४ (ग)

अंतिम नियम

उच्च न्यायालय, मध्यप्रदेश, जबलपुर

Jabalpur, the 29th June 2024

No. A-4864.— In exercise of the powers conferred by clause (2) of Article 229 of the Constitution of India, the Acting Chief Justice of the High Court of Madhya Pradesh, Jabalpur, hereby, makes the following amendments in the High Court of Madhya Pradesh Services (Recruitment, General Conditions of Services, Conduct Classification, Control and Appeal) Rules, 2017, namely :-

AMENDMENTS

In the said rules, in schedule-I.—

1. In serial No.67, in column No.6, in point No. 01, for the words "Maximum Under-graduate (the candidate should have passed the qualifying examination from the recognized Boards/ Universities)", the words "Maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government." shall be substituted.
2. In serial No.68, in column No.6, for the words "Class X from any recognized board" the words "Minimum 10th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government" shall be substituted.
3. In serial No.69, in column No.6, between the words "having" and "and ITI" for the words "passed Class X Examination from any recognized Board" the words "minimum 10th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government" shall be substituted.
4. In serial No.70, in column No.6, between the words "having" and "and ITI" for the words "passed Class X Examination from any recognized Board" the words "minimum 10th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government" shall be substituted.
5. In serial No.71, in column No.6, for the words "Class VIII from any Recognized Board" the following shall be substituted, namely;

"Minimum 8th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government."
6. In serial No.72, in column No.6, for the words "Class X Examination from any recognized Board", the following shall be substituted, namely;

"Minimum 10th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government."
7. In serial No.73,74,75,76,77,78 and 79, in column No.6, for the words "Class VIII from any Recognized Board" the following shall be substituted, namely;

"Minimum 8th standard and maximum 12th standard passed from any Board/Institution recognized by Government."

MANOJ KUMAR SHRIVASTAVA, Registrar General.

अंतिम विनियम मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचम तल, मेट्रो प्लाजा, बिट्टन मार्केट, ई-5, अरेरा कालोनी, भोपाल

भोपाल, दिनांक 27 जून 2024

क्रमांक— मप्रविनिआ/2024/1552. विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) की धारा 181(2)(घ) सहपठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी समस्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग, एतद्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :-

**मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों)
विनियम, 2024 {आरजी-26(V), वर्ष 2024}**

प्रस्तावना (Preamble)

आयोग द्वारा पूर्व में वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 की नियन्त्रण अवधि हेतु इन विनियमों का पुनरीक्षण {आरजी-26 (IV), वर्ष 2020} अधिसूचित किया गया। अब आयोग ने केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा नियन्त्रण अवधि से संरेखित आगामी पांच वर्षों की नियन्त्रण अवधि हेतु सिद्धांतों तथा क्रियाविधि को विनिर्दिष्ट करने का निर्णय किया है। अतएव, वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 तक आगामी पांच वर्षों की नियन्त्रण अवधि के लिए उत्पादन टैरिफ के अवधारण हेतु इन विनियमों को बनाया जाना आवश्यक हो गया है।

अध्याय — 1

प्रारंभिक (Preliminary)

1. **संक्षिप्त शीर्षक, विस्तार तथा प्रारंभ (Short title, extent and commencement) :**
 - 1.1 ये विनियम "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) विनियम, 2024 {आरजी-26(V), वर्ष 2024}" कहलायेंगे।
 - 1.2 इन विनियमों का विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य के लिये होगा।
 - 1.3 ये विनियम दिनांक 01.04.2024 से प्रभावशील होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनकी पूर्व में किसी प्रकार की समीक्षा न की जाए अथवा समयावधि का विस्तार न किया जाए, ये विनियम इनके प्रवृत्त होने की तिथि से पांच वर्ष की अवधि अर्थात् दिनांक 31.3.2029 तक प्रभावशील रहेंगे :

परन्तु जहां किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई को इन विनियमों के प्रवृत्त होने की दिनांक से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया गया हो तथा जिसकी विद्युत-दर (टैरिफ) उक्त तिथि तक

आयोग द्वारा अन्तिम रूप से अवधारित न की गयी हो, ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई के प्रकरण में, जैसा कि लागू हो, विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण दिनांक 31.03.2024 को समाप्त होने वाली अवधि तक, समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) विनियम, 2020 के अनुसार ही अवधारित किया जाएगा।

2. विस्तार तथा लागू की जाने की सीमा (Scope and extent of application) :

2.1 ये विनियम विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 सहपठित धारा 86 के अन्तर्गत किसी वितरण अनुज्ञापिधारी को विद्युत के वितरण हेतु किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित स्रोतों पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर) उत्पादन टैरिफ अवधारण के समस्त प्रकरणों पर लागू होंगे परंतु ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु लागू न होंगे जहां विद्युत-दर (टैरिफ) केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धात्मक बोली की प्रक्रिया के अनुसार अभिनिश्चित की गई हो और जैसा कि आयोग द्वारा इन्हें विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के उपबन्धों के अन्तर्गत अपनाया गया हो।

2.2 निम्न प्रकरणों के लिये विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण इन विनियमों के अधीन विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अन्तर्गत किया जाएगा :

एक. जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र को राज्य शासन के स्वामित्व वाली या नियंत्रणाधीन कम्पनी द्वारा एक चिन्हांकित विकासक (identified developer) के रूप में किया गया हो।

दो. विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के विस्तार के प्रकरण में यदि उसे किसी दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के माध्यम से हितग्राहियों / लाभार्थियों को पूर्णतया या आंशिक तौर पर विद्युत आपूर्ति हेतु बंधित किया गया हो:

परन्तु यह कि निजी विकासकों हेतु विस्तार को विद्यमान क्षमता के शतप्रतिशत से अनाधिक एकल-बार अभिवृद्धि तक सीमित रखा जाएगा :

परन्तु आगे यह और भी कि विद्यमान उत्पादन की साझी अधोसंरचना को विस्तारित क्षमता हेतु उपयोग में लाया जाएगा तथा

विस्तारित क्षमता में नवीन प्रौद्योगिकी के प्रलाभ का विस्तार विद्यमान क्षमता हेतु किया जाएगा।

- तीन. राज्य शासन द्वारा अधिसूचित नीति के अधीन विकसित परियोजनाओं की अधिकतम 35 प्रतिशत स्थापित क्षमता को, यदि कोई हो, तथा जिसे राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारी के साथ बंधित किया गया हो।
- चार. किसी जल विद्युत परियोजना के विकासक के पास उद्वहन संग्रहण संयन्त्र (Pump Storage Plants-PSP) को सम्मिलित करते हुए टैरिफ नीति, 2016 के अनुच्छेद 5.5 के अधीन निर्दिष्ट शर्तों के अधीन रहते हुए दीर्घ अवधि विद्युत क्रय अनुबन्धों (PPAs) के माध्यम से विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अन्तर्गत आयोग के माध्यम से विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण कराये जाने का विकल्प विद्यमान होगा।
- पांच. 100 मेगावाट रूपांकन क्षमता से अधिक क्षमता की जल विद्युत परियोजनाओं के विकासकों बाबत जिन्हें टैरिफ नीति, 2016 अर्थात् दिनांक 28.01.2016 द्वारा जारी अधिसूचना से पूर्व कार्यस्थल आवंटन किये जा चुके हैं, के पास एक पारदर्शक प्रक्रिया के अनुसरण द्वारा तथा मानदण्डों के पूर्व निर्धारित समुच्चय के आधार पर विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अधीन दीर्घ अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के माध्यम से आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण कराये जाने का विकल्प विद्यमान होगा।
- छ. कोयला वाशरी अस्वीकरणों (coal washery rejects) का उपयोग करने वाले विद्युत उत्पादन केन्द्र की विद्युत-दर (टैरिफ) तथा जिन्हें कि राज्य के सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों या संयुक्त क्षेत्र के उपक्रम द्वारा शासकीय कम्पनी तथा शासकीय कम्पनी को छोड़कर किसी अन्य कम्पनी द्वारा विकसित किया गया है, का अवधारण इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु यह कि शासकीय कम्पनी तथा शासकीय कम्पनी को छोड़कर किसी अन्य कम्पनी के मध्य संयुक्त उपक्रम (joint venture) के प्रकरण में किसी अन्य कम्पनी का शेयर धारण (share holding) प्रत्यक्ष रूप से या फिर उसकी किसी सहायक कम्पनी (Subsidiary Company) या संबद्ध कम्पनी (Associate Company) के माध्यम से प्रदत्त शेयर पूंजी का 26 प्रतिशत से अधिक न होगा :

परन्तु आगे यह और कि ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की विद्युत-दर (टैरिफ) के ऊर्जा प्रभार घटक का अवधारण कोयला वाशरी (coal washery) परियोजना की स्थाई लागत तथा परिवर्तनीय लागत के आधार पर किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि कोयला अस्वीकरणों (coal rejects) का सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value) वह होगा जैसा कि इसका मापन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा संयुक्त रूप से किया जाए।

सात अन्य विद्युत उत्पादन केन्द्र जो उपरोक्त कंडिका एक से छः एवं विनियम 2.3 में सम्मिलित नहीं हैं।

- 2.3 अन्य कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र जिन्हें उपरोक्तानुसार सम्मिलित न किया गया हो तथा आयोग द्वारा अवधारित की जाने वाली विद्युत-दर, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के साथ विद्युत क्रय अनुबंध (PPA) धारित करते हो, को विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के अधीन सम्मिलित किया जाएगा।
- 2.4 नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्रों {केवल उन्हें छोड़कर जिन्हें विनियम 2.2(1) के अधीन सम्मिलित किया गया है} हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) जिस हेतु विद्युत क्रय अनुबंध दिनांक 05.01.2011 के पश्चात् हितग्राहियों/लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति हेतु निष्पादित किये गये हैं, की प्राप्ति पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से की जाएगी तथा इस विधि के अनुसार प्राप्त की गई विद्युत-दर को आयोग द्वारा विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 63 के अन्तर्गत अंगीकार कर लिया जाएगा :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र(ों) हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) जिस/जिन हेतु हितग्राहियों/लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति हेतु करार/ अनुबंध 05.01.2011 को या उससे पूर्व निष्पादित किया गया है/किये गये हैं तथा कथित उत्पादन केन्द्र(ों) हेतु वित्तीय समापन (financial closure) की प्राप्ति भी पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से दिनांक 31.03.2024 तक न की जा सकी हो, का अभिनिश्चय भी पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया जाएगा तथा इसे आयोग द्वारा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के अधीन अंगीकार (adopt) कर लिया जाएगा।

3. परिभाषाएं (Definitions):

- 3.1 इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित हो -

- (1) 'अधिनियम (Act)' से अभिप्रेत है, विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36 वर्ष 2003);
- (2) 'अतिरिक्त पूंजीगत व्यय (Additional Capital Expenditure)' से अभिप्रेत है किया गया पूंजीगत व्यय, अथवा जिसे इन विनियमों के उपबन्धों के अनुसार विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात् किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो ;
- (3) 'अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalisation)' से अभिप्रेत है आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त स्वीकार किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय ;
- (4) 'स्वीकृत पूंजीगत लागत (Admitted Capital Cost)' से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जिसे आयोग द्वारा सुसंबद्ध विद्युत-दर (टैरिफ) विनियमों के अनुसार विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् विद्युत-दर के माध्यम से सेवा-प्रदाय (Servicing) हेतु अनुज्ञेय किया गया हो ;
- (5) 'सहायक सेवा (Ancillary Service)' का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 में परिभाषित किया गया है ;
- (6) 'सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption or 'AUX')' से किसी अवधि के सन्दर्भ में अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र के सहायक उपकरण जैसे कि विद्युत उत्पादन केन्द्र के परिचालन संयंत्र तथा मशीनरी, स्विचयार्ड को शामिल करते हुए, के प्रयोजन हेतु खपत की गई ऊर्जा की मात्रा एवं विद्युत उत्पादन केन्द्र के अंतर्गत ट्रांसफार्मर हानियां जिन्हें विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों द्वारा उत्पादन केन्द्र के छोर (terminal) पर सकल उत्पादित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा :
 परन्तु सहायक ऊर्जा खपत में विद्युत उत्पादन केन्द्र से संबद्ध आवासीय परिसर तथा अन्य सुविधाओं हेतु खपत की गई ऊर्जा तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के निर्माण कार्यों पर खपत की गई ऊर्जा को शामिल नहीं किया जाएगा :
 परन्तु यह और कि पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु सहायक ऊर्जा खपत हेतु मलजल उपचार संयंत्र (sewage treatment plant) तथा बाह्य कोयला हथालन संयंत्र (जेटी तथा संबद्ध अधोसंरचना) (External coal handling plant (jetty and associated infrastructure)) हेतु पृथक से विचार किया जाएगा ;
- (7) 'उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु सहायक ऊर्जा खपत {Auxiliary Energy Consumption for emission control system ('AUXe')}' से कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में किसी अवधि के संदर्भ में अभिप्रेत है इन विनियमों के विनियम 3.1(6) के

अधीन सहायक ऊर्जा खपत के अतिरिक्त कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र की उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के सहायक उपकरण द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा ;

- (8) 'अंकेक्षक (Auditor)' से अभिप्रेत है कम्पनी अधिनियम, 1956 (क्रं 1, वर्ष 1956) की धारा 224, 233ख तथा 619, जैसा कि इसे समय-समय पर संशोधित किया गया हो अथवा कम्पनी अधिनियम, 2013 (क्रमांक 18, वर्ष 2013) के उपबंधों अथवा तत्समय प्रवृत्त अन्य किसी प्रभावशील विधि के अन्तर्गत विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त किया गया कोई अंकेक्षक/लेखा परीक्षक ;
- (9) 'हितग्राही/लाभार्थी (Beneficiary)' से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 86 की उपधारा 1 के खण्ड (क) तथा (ख) के अन्तर्गत किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में एक विद्युत वितरण अनुज्ञप्तिधारी जो ऐसे किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा उत्पादित विद्युत का क्रय किसी विद्युत क्रय अनुबंध के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से या फिर किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी (trading licensee) के माध्यम से क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के भुगतान द्वारा कर रहा हो :

परन्तु जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत की अधिप्राप्ति किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से कर रहा हो, वहां यह व्यवस्था सहयोजित विद्युत क्रय अनुबंध तथा विद्युत विक्रय अनुबंध के माध्यम से की जानी चाहिए :

परन्तु आगे यह और कि हितग्राही/लाभार्थी में कोई ऐसा व्यक्ति भी सम्मिलित होगा जिसे मध्यप्रदेश सरकार द्वारा किसी राज्यान्तरिक विद्युत उत्पादन केन्द्र को विद्युत उत्पादन क्षमता आवंटित की गई हो ;

- (10) 'सम्मिश्रण (Blending)' से अभिप्रेत है घरेलू (domestic) कोयले का आयातित (imported) कोयले अथवा ई-नीलामी (e-auction) कोयले से सम्मिश्रण ;
- (11) 'पूंजीगत लागत (Capital Cost)' से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 18 के अनुसार अवधारित किया हो ;
- (12) 'कानून में परिवर्तन (Change in Law)' से अभिप्रेत निम्नलिखित में से किसी भी घटना का घटित होना :

- (एक) किसी नवीन भारतीय कानून का अधिनियमन, इसको प्रभावशील किया जाना या प्रवर्तित किया जाना, अथवा
- (दो) किसी विद्यमान भारतीय कानून को अपनाना/अंगीकार करना, उसमें संशोधन करना, संपरिवर्तन करना, निरस्त करना या उसे पुनः अधिनियमित करना, अथवा
- (तीन) किसी ऐसे सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण (Tribunal), अथवा भारतीय सरकार के किसी माध्यम (Indian Governmental Instrumentality) द्वारा जिसे ऐसी व्याख्या हेतु कानून के अन्तर्गत प्राधिकार प्राप्त हो, किसी भारतीय कानून की व्याख्या या अनुप्रयोग में परिवर्तन करना, अथवा
- (चार) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा किसी परियोजना हेतु किसी सम्मति या स्वीकृति या अनुमोदन या उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई अनुज्ञप्ति के बारे में किसी शर्त या समझौते में परिवर्तन करना, अथवा
- (पांच) इन विनियमों के अधीन विनियमित विद्युत उत्पादन केन्द्र से संबंधित, भारत सरकार तथा किसी अन्य सम्पूर्ण प्रभुत्वसम्पन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षीय अथवा बहुपक्षीय अनुबंध/संधि का लागू होना या उसमें कोई परिवर्तन होना।
- (13) 'आयोग (Commission)' से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 82 की उप-धारा(1) में निर्दिष्ट किया गया है ;
- (14) 'प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया (Competitive Bidding)' से अभिप्रेत है उपकरणों की अधिप्राप्ति, सेवाओं तथा कार्यों के निष्पादन हेतु पारदर्शी प्रक्रिया जिसके अन्तर्गत परियोजना विकासक द्वारा खुले विज्ञापन के माध्यम से परियोजना हेतु उपकरण का विस्तार क्षेत्र तथा विशिष्टियों, सेवाओं तथा अपेक्षित कार्यों बाबत बोलियां आमंत्रित की जाती हैं तथा प्रस्तावित अनुबंध के निबंधन तथा शर्तें तथा वे मानदण्ड जिनके द्वारा प्राप्त की गई बोलियों का मूल्यांकन किया जाएगा, शामिल की जाती हैं तथा इस प्रक्रिया में आमंत्रित स्वदेशी प्रतिस्पर्धी बोलियों तथा अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोलियों को भी सम्मिलित किया जाता है ;
- (15) 'पृथक्कृत तिथि (Cut-off Date)' से अभिप्रेत है परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से छत्तीस माह पश्चात् के कैलेंडर माह

की अन्तिम तिथि ;

- (16) 'दिवस (Day)' से अभिप्रेत है कैलेंडर दिवस जिसमें 00.00 बजे से प्रारंभ होने वाले 24 घंटों की अवधि सम्मिलित है ;
- (17) 'वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (Date of Commercial Operation or COD)' का किसी ताप-विद्युत उत्पादन केन्द्र (Thermal Generating Station) या जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र (Hydro Generating Station) के संबंध में वही तात्पर्य होगा जैसा कि इसे समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता में परिभाषित किया गया है ;
- (18) 'प्रचालन की तिथि (Date of Operation or Ode)' जिसका संबंध किसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (emission control system) से है, से अभिप्रेत है समस्त प्रयोज्य तकनीकी तथा पर्यावरणीय मानकों की पूर्ति के पश्चात् उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली को उपयोग में लाये जाने की तिथि जिसे प्रबन्धन प्रमाण पत्र (Management Certificate) के माध्यम से किसी प्राधिकृत व्यक्ति द्वारा हस्ताक्षरित कर प्रमाणित किया जाएगा जिसका पदभार विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक पद से कम न होगा ;
- (19) 'घोषित क्षमता (Declared Capacity)' से किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा दिवस के समय-खण्ड हेतु जैसा कि इसे ग्रिड संहिता में परिभाषित किया गया है, अथवा सम्पूर्ण दिवस हेतु मेगावाट में एक्स-बस विद्युत प्रदाय करने की क्षमता जिसके अन्तर्गत ईंधन अथवा जल की उपलब्धता पर यथोचित विचार किया जाएगा तथा यह सुसंबद्ध विनियम के अन्तर्गत आगे अर्हता के अध्यधीन रहते हुए होगी ;
- (20) 'अपूंजीकरण (De-capitalization)' से अभिप्रेत है इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु परियोजना की सकल स्थाई परिसम्पत्तियों (Gross Fixed Assets) में कमी करना जैसा कि इसे आयोग द्वारा परिसम्पत्तियों के अन्तर-इकाई अन्तरण अथवा सेवा से हटायी गई परिसम्पत्तियों से सुसंबद्ध स्वीकार किया गया हो ;
- (21) 'अक्रियाशील करना (De-Commissioning)' से अभिप्रेत है केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य प्राधिकृत अभिकरण द्वारा प्रमाणित किये जाने के पश्चात् उसके द्वारा स्वयं या फिर परियोजना विकासक द्वारा या हितग्राहियों/लाभार्थियों अथवा दोनों द्वारा इस आशय की सूचना प्रेषित करने के पश्चात् कि परियोजना का संचालन प्रौद्योगिक

अप्रचलन (technological obsolescence) या अलाभकर परिचालन (uneconomic operation) या पर्यावरणीय प्रयोजनों (environmental concerns) या सुरक्षा संबंधी विषयों (safety issues) या फिर इन कारकों के संयोजन के कारण भी परिसम्पत्तियों के अनिष्पादन के कारण किया जाना संभव नहीं है, किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई को सेवा से हटाए जाने से है ;

- (22) 'रूपांकन ऊर्जा (Design Energy)' से अभिप्रेत है ऊर्जा की मात्रा जो 90 प्रतिशत निर्भरता वाले वर्ष में 95 प्रतिशत स्थापित क्षमता के आधार पर जल विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा उत्पादित की जा सकती है ;
- (23) 'उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (Emission Control System)' से अभिप्रेत है पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु स्थापित किये जाने वाले कोयला आधारित ताप-विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई हेतु उपकरणों अथवा यन्त्रों का समुच्चय (Set) ;
- (24) 'विद्यमान परियोजना (Existing Project)' से अभिप्रेत है कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र (generating station) जिसे दिनांक 01.04.2024 से पूर्व किसी तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो ;
- (25) 'विस्तार परियोजना (Expansion Project)' के अन्तर्गत विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु नवीन क्षमता में किसी आवर्धन को भी सम्मिलित किया जाएगा ;
- (26) 'किया गया व्यय (Expenditure Incurred)' से अभिप्रेत है कोई निधि (fund), भले ही वह पूंजी (equity) अथवा ऋण (debt) अथवा दोनों हों, जिस हेतु उपयोगी परिसम्पत्तियों के सृजन अथवा अधिग्रहण हेतु वास्तविक रूप से रोकड़ अथवा रोकड़ समतुल्य भुगतान किया गया है तथा इनमें वे वचनबद्धताएं अथवा दायित्व शामिल न होंगे, जिनके लिये कोई राशि जारी न की गई हो ;
- (27) 'विस्तारित जीवनकाल (Extended Life)' से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवनकाल के पश्चात् का जीवनकाल जैसा कि आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण, उसके गुण-दोष के आधार, पर अवधारित किया जाए ;
- (28) 'विशेष आकस्मिक परिस्थिति (Force Majeure)' इन विनियमों के प्रयोजन के लिए विशेष आकस्मिक परिस्थिति से तात्पर्य किसी घटना या परिस्थिति या घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन से है जिनमें

नीचे दर्शाई गई घटना व परिस्थिति भी शामिल है जो विद्युत उत्पादन कम्पनी को आंशिक रूप से या फिर पूर्णतया किसी परियोजना को पूंजी निवेश अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय सीमा के अन्तर्गत पूर्ण करने हेतु बाधित करती हो तथा यह भी कि ऐसी परिस्थितियां तथा घटनाएं विद्युत उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण से परे हों तथा जिन्हें टाला न जा सकता हो, भले ही विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा युक्तियुक्त सावधानी बरती गई हो या फिर उसके द्वारा युक्तियुक्त उपयोगिता से संव्यवहारों को अपनाया गया हो ;

- (क) दैवी घटना जिनमें शामिल हैं तड़ित, सूखा, अग्निकाण्ड तथा विस्फोट, भूकम्प, ज्वालामुखी उद्भेदन, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय विस्मयकारी घटनाएं या फिर अपवादस्वरूप विपरीत मौसमी परिस्थितियां जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकी आंकड़ों से अधिक हों ; अथवा
- (ख) युद्ध, हमला, सशस्त्र संघर्ष की कोई घटना, या विदेशी शत्रु, नाकाबंदी, नौका-अवरोध, क्रान्ति, दंगा, विद्रोह की कार्यवाही, या कोई सैनिक कार्यवाही ; अथवा
- (ग) व्यापक औद्योगिक हड़तालें तथा श्रमिक अशान्ति की घटनाएं जिनका भारत में राष्ट्रव्यापी विपरीत प्रभाव पड़ता हो ; अथवा
- (घ) परियोजना के सांविधिक अनुमोदन में विलंब, केवल उसे छोड़कर जहां विलम्ब के लिये परियोजना विकासक उत्तरदायी हो ;

- (29) 'ईंधन प्रदाय अनुबन्ध (Fuel Supply Agreement)' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा ईंधन प्रदायक के मध्य विद्युत उत्पादन हेतु तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों को विद्युत प्रदाय हेतु ईंधन के प्रदाय हेतु निष्पादित अनुबन्ध ;
- (30) 'विद्युत उत्पादन केन्द्र (Generating Station)' का वही अभिप्राय होगा जैसा कि इसे विद्युत अधिनियम की धारा 2 की उपधारा 30 के अधीन परिभाषित किया गया है तथा इन विनियमों के प्रयोजन से इनमें विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रक्रम (Stages) अथवा खण्ड (blocks) अथवा इकाइयां (units) भी सम्मिलित होंगी;
- (31) 'विद्युत उत्पादन इकाई (Generating Unit or Unit)' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को

छोड़कर) के संबंध में अभिप्रेत है वाष्प विद्युत उत्पादक, टरबाइन विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाइयां अथवा किसी संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत टरबाइन-विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाइयां अथवा प्रज्वलन टरबाइन विद्युत उत्पादक संयोजित वाष्प टरबाइन विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाइयां; तथा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है टरबाइन विद्युत उत्पादक तथा इसकी सहायक इकाइयां ;

- (32) 'ग्रिड संहिता (Grid Code)' या 'राज्य ग्रिड संहिता (State Grid Code)' या 'मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (M.P. Electricity Grid Code)' से अभिप्रेत है समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 ;
- (33) 'सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value or GCV)' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है एक किलोग्राम ठोस ईंधन अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैस ईंधन के यथास्थिति सम्पूर्ण प्रज्वलन द्वारा किलो कैलोरी (kCal) में उत्पादित ऊष्मा की मात्रा;
- (34) 'सकल ऊष्मीय मान जैसा कि इसे प्राप्त किया गया है (GCV as received)' से अभिप्रेत है कोयले का सकल ऊष्मीय मान (GCV) जैसा कि इसका मापन ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के उतरान स्थल (unbading point) पर भारित वैगनों (loaded wagons), ट्रकों, रोपवे, चकदौले/चक्र (Merry-Go-Round-MGR), वाहक पट्टे (conveyor belt) तथा पोत (ship) पर भारतीय मानक IS : 436 (भाग-1/धारा-1) 1964 के अनुसार किया गया हो ;

परन्तु कोयले का मापन विद्युत उत्पादन कम्पनियों द्वारा नियुक्त किये जाने वाले तृतीय पक्ष अभिकरण (Third Party Agency) द्वारा औचक नमूना व्यवस्था (Sampling) के माध्यम से केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा-निर्देशों के अनुसार, यदि कोई हों, किया जाएगा:

परन्तु आगे यह और कि कोयले के नमूनों का संग्रहण या तो हस्तचालित विधि (manually) या द्रवचालित शकुनिया (hydraulic augur) द्वारा या फिर कार्मिकों तथा उपकरणों की सुरक्षा को दृष्टिगत रखते हुए किसी अन्य विधि द्वारा, जैसा कि इसे उपयुक्त समझा जाए, किया जाएगा :

परंतु यह और भी कि विद्युत उत्पादन कम्पनियां सकल ऊष्मीय मान के मापन हेतु उचित तथा पारदर्शी विधि नमूनों के संग्रहण, उन्हें तैयार करने तथा परीक्षण हेतु किसी समुन्नत प्रौद्योगिकी को भी अपना सकेंगी ;

- (35) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate or SHR)' से अभिप्रेत है किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में ऊष्मा शक्ति (heat energy) का किलो कैलोरी (kCal) में निवेश जिसके द्वारा उसके उत्पादन छोरों (generator terminals) पर एक किलोवाट ऑवर (kWh) विद्युत ऊर्जा का उत्पादन हो सके ;
- (36) 'भारतीय शासन माध्यम (Indian Governmental Instrumentality)' से अभिप्रेत है भारत सरकार, राज्य सरकार (जहां परियोजना अवस्थित है) तथा भारत सरकार या राज्य सरकार द्वारा नियंत्रित कोई मंत्रालय या विभाग या मण्डल (Board) या अभिकरण (Agency) या फिर कोई अर्ध न्यायिक कल्प (Quasi-Judicial Authority) (जिसके अंतर्गत परियोजना अवस्थित है) जिन्हें भारत में सुसंबद्ध संविधियों द्वारा गठित किया गया है ;
- (37) 'अस्थायी विद्युत (Infirm Power)' से अभिप्रेत है समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 के अनुसार विद्युत उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई या खण्ड (block) की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेपित की गई विद्युत ;
- (38) 'स्थापित क्षमता (Installed Capacity or IC)' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों की नामपट्टिका पर दर्शाई गई क्षमताओं का योग अथवा विद्युत उत्पादन केन्द्र के उत्पादक छोरों (terminals) पर की गई गणनानुसार क्षमता, जैसा कि आयोग द्वारा इसे समय-समय पर अनुमोदित किया जाए ;
- (39) 'पूंजी निवेश अनुमोदन (Investment Approval)' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल या मप्र शासन या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु प्रशासनिक स्वीकृति के सम्प्रेषण से है जिसमें परियोजना की निधीयन (funding) की व्यवस्था तथा परियोजना के कार्यान्वयन हेतु निर्धारित समय-सीमा भी शामिल है :

परंतु यह कि पूंजी निवेश अनुमोदन की तिथि की गणना विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल के संकल्प (resolution) जारी

होने की तिथि से की जाएगी जहां संचालक मण्डल ऐसा अनुमोदन प्रदान करने हेतु सक्षम है तथा अन्य प्रकरणों में यह सक्षम प्राधिकारी के स्वीकृति पत्र जारी होने की तिथि से होगी ;

- (40) 'आगमित ईंधन लागत (Landed Fuel Cost)' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र के उतरान स्थल (unloading point) पर प्रदत्त कोयले की कुल लागत {सह-जलावन (co-firing) के प्रकरण में बाओमास को सम्मिलित करते हुए} तथा इनमें सम्मिलित होंगे आधार मूल्य (base price), वाशरी प्रभार (washery charges) जहां कहीं भी वे प्रयोज्य हों, परिवहन लागत (विदेशी या अन्तर्देशीय अथवा दोनों) तथा हथालन लागत (handling cost), तृतीय पक्ष औचक नमूना व्यवस्था (sampling) हेतु प्रभार तथा प्रयोज्य सांविधिक प्रभार (applicable statutory charges) ;
- (41) 'उच्चतम निरंतर मूल्यांकन (Maximum Continuous Rating or MCR)' किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के किसी उत्पादक के छोरों (terminals) पर उच्चतम निरंतर विद्युत का उत्पादन जिसे निर्माता कंपनी द्वारा निर्धारित मानदण्डों के अनुसार प्रत्याभूत (गारंटी) किया गया हो तथा संयुक्त चक्र (combined cycle) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के खण्ड (block) के संबंध में अभिप्रेत है उत्पादक छोर पर उच्चतम निरंतर उत्पादन जिसे निर्माता द्वारा जल अथवा वाष्प अन्तःक्षेपण (steam injection) (लागू होने की दशा में) द्वारा 50 हर्ट्ज तक शोधित ग्रिड आवृत्ति (frequency) तथा विनिर्दिष्ट स्थल परिस्थितियों के अनुसार प्रत्याभूत किया गया हो ;
- (42) 'नवीन परियोजना (New Project)' से अभिप्रेत विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई से है जिसके द्वारा दिनांक 1.4.2024 को या तत्पश्चात् अपनी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त की जाए ;
- (43) 'गैर-गर्त शीर्ष विद्युत उत्पादन केन्द्र (Non-Pit Head Generating Station)' या 'गैर-गर्त शीर्ष विद्युत उत्पादन संयंत्र (Non-Pit Head Power Plant)' से अभिप्रेत है गर्त शीर्ष विद्युत उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र ;
- (44) 'प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses or O&M Expenses)' से अभिप्रेत है परियोजना अथवा उसके किसी भाग के प्रचालन तथा संधारण पर किया गया कोई व्यय,

समर्पित पारेषण लाइन या उसके किसी भाग को सम्मिलित करते हुए, तथा इसमें सम्मिलित होंगे जनशक्ति (manpower), मरम्मत तथा अनुरक्षण (repairs and maintenance), संधारण कल-पुर्जे (maintenance spares) रुपये दस लाख मूल्य तक के पूंजीगत प्रकार के अन्य कल-पुर्जे, रुपये बीस लाख से कम मूल्य की किसी व्यक्तिगत परिसम्पत्ति का अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, उपभोग्य सामग्रियां (consumables), बीमा तथा उपरिव्यय (overheads) एवं ईंधन लागत जिसका उपयोग विद्युत के उत्पादन पर न किया गया हो ;

- (45) 'मूल परियोजना लागत (Original Project Cost)' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा पृथक्कृत तिथि (cut-off-date) तक परियोजना के मूल क्षेत्राधिकार के अन्तर्गत किया गया पूंजीगत व्यय (capital expenditure), जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया गया हो ;
- (46) 'गर्त शीर्ष विद्युत उत्पादन केन्द्र (Pit Head Generating Station)' या 'गर्त शीर्ष विद्युत संयंत्र (Pit Head Power Plant)' से अभिप्रेत है जैसा कि इसे पर्यावरण (संरक्षण) नियम, 1986 में परिभाषित किया गया है ;
- (47) 'संयंत्र उपलब्धता कारक (Plant Availability Factor or PAF)' से किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में किसी अवधि से अभिप्रेत है उक्त अवधि हेतु समस्त दिवसों हेतु दैनिक घोषित क्षमताओं का औसत जिसमें से मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत (normative auxiliary energy consumption) तथा इन विनियमों के अनुसार उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत को घटाकर इसे स्थापित क्षमता (मेगावाट में) के प्रतिशत में व्यक्त किया जाएगा ;
- (48) 'संयंत्र भार कारक (Plant Load Factor or PLF)' से किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र या किसी इकाई (यूनिट) के संबंध में किसी प्रदत्त अवधि से अभिप्रेत है, उक्त अवधि के दौरान अनुसूचित विद्युत उत्पादन से तत्संबंधी प्रेषित की गई कुल ऊर्जा की मात्रा जिसे उक्त अवधि के दौरान स्थापित क्षमता से तत्संबंधी प्रेषित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

N

$$PLF = 10000 \times \Sigma SGI / \{N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})\} \%$$

$i=1$

जहां,

IC = विद्युत उत्पादन केन्द्र या इकाई की मेगावाट में व्यक्त की गई स्थापित क्षमता,

SG_i = अवधि के i^{वें} समय खण्ड हेतु मेगावाट में व्यक्त किया गया अनुसूचित विद्युत उत्पादन,

N = अवधि के दौरान समय खण्डों की संख्या,

AUX_n = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत जिसे सकल विद्युत उत्पादन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया गया है, तथा

AUX_{en}=उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु मानदण्डीय सहायक मानदण्डीय ऊर्जा खपत जिसे सकल विद्युत उत्पादन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है, जहां कहीं भी यह प्रयोज्य हो ;

(49) 'परियोजना (Project)' से अभिप्रेत है :

(एक) किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के समस्त घटक तथा इसमें सम्मिलित हैं बाओमास पैलेट हथालन प्रणाली (biomass pellet handling system), प्रदूषण नियंत्रण प्रणाली (pollution control system), बहिःस्त्राव उपचार संयंत्र (effluent treatment plant), समर्पित पारेषण तन्तुपथ (लाइन)/ प्रणाली, जैसा कि वह आवश्यक हो ; और

(दो) जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के समस्त घटक तथा इनमें सम्मिलित हैं बांध (dam), अन्तर्ग्रहण जल संचालन प्रणाली (intake water conductor system), विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा योजना की विद्युत उत्पादन इकाइयां जैसा कि वे विद्युत उत्पादन से संविभाजित हैं ;

(50) 'युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण (Prudence Check)' से अभिप्रेत है किये गये या प्रस्तावित किये गये पूंजीगत व्यय (capital expenditure), वित्तीय प्रबंध योजना (financing plan), दक्ष प्रौद्योगिकी (efficient technology) के उपयोग, लागत तथा समय आधिक्य तथा ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण बाबत उपयुक्त माना जाए, का तर्कसंगत होने संबंधी सूक्ष्म परीक्षण। युक्तियुक्त

होने संबंधी परीक्षण करते समय आयोग द्वारा इस तथ्य की जांच-पड़ताल भी की जाएगी कि क्या विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा परियोजना के निष्पादन के दौरान अपने मूल्यांकन तथा निर्णयों में सावधानी बरती गई है ;

- (51) 'उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र (Pumped storage hydro generating station)' से अभिप्रेत है कोई ऐसा जल विद्युत उत्पादन केन्द्र जिसके द्वारा विद्युत का उत्पादन जल ऊर्जा (water energy) के रूप में संग्रहीत ऊर्जा के माध्यम से किसी निम्न स्तर पर स्थित जलाशय (lower elevation reservoir) से उच्च स्तर पर स्थित जलाशय (higher elevation reservoir) की ओर जल के उद्वहन (पम्पिंग व्यवस्था) के माध्यम से किया जाता है ;
- (52) 'निर्धारित वोल्टेज (Rated Voltage)' से अभिप्रेत है जैसा कि इसे मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 में निर्दिष्ट किया गया है ;
- (53) 'ब्याज की संदर्भ दर (Reference Rate of Interest)' से अभिप्रेत है भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय-समय पर जारी की गई निधि आधारित ऋण प्रदाय की एकल-वर्षीय निधि आधारित ऋण प्रदाय दर की उपान्तिक लागत {one-year Marginal Cost of funds based Lending Rate (MCLR)} तथा 325 आधार बिन्दुओं (basis points) का योग ;
- (54) 'पुनरीक्षित उत्सर्जन मानक (Revised Emission Standards)' का किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में तात्पर्य है पुनरीक्षित मानदण्ड जैसा कि इन्हें पर्यावरण (संरक्षण) नियम 2015, या फिर समय-समय पर अन्य किन्हीं नियमों के अनुसार अधिसूचित किया जाए;
- (55) 'नदी-बहाव आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र (Run-of-River generating station)' से अभिप्रेत है कोई जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र जिस पर नदी के बहाव की प्रतिकूल दिशा (upstream) की ओर कोई जलाशय अवस्थित नहीं होता ;
- (56) 'नदी-बहाव पर जलाशय आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र (Run-of-River generating station with pondage)' से अभिप्रेत है विद्युत की दैनिक परिवर्तनीय मांग की पूर्ति हेतु पर्याप्त क्षमता से युक्त जलाशय (sufficient pondage) वाला जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र ;
- (57) 'अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (Scheduled Commercial Operation Date or 'SCOD)' से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी विद्युत उत्पादन इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन

तिथि(यां) जैसा कि इसके/इनके बारे में पूंजी निवेश अनुमोदन (investment approval) में दर्शाया गया हो या फिर विद्युत क्रय अनुबंध में सम्मत किया गया हो, इनमें से जो भी पूर्व में घटित हो ;

- (58) 'अनुसूचित ऊर्जा (Scheduled Energy)' से अभिप्रेत है संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किसी प्रदत्त कालावधि हेतु अनुसूचित (Scheduled) की जाने वाली विद्युत उत्पादन केन्द्र से ग्रिड में अन्तःक्षेप (inject) की जाने वाली विद्युत ऊर्जा की मात्रा ;
- (59) 'अनुसूचित विद्युत उत्पादन (Scheduled Generation) या 'अनुसूचित अन्तःक्षेपण (Scheduled Injection)' का किसी समय-खण्ड (time block) या किसी अवधि हेतु से अभिप्रेत है एक्स-बस विद्युत उत्पादन या अन्तःक्षेपण की मेगावाट (MW) या मेगावाट ऑवर (MWh) में अनुसूची (सहायक सेवाओं हेतु अनुसूची को सम्मिलित करते हुए, यदि कोई हो) जैसा कि मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसार इसे संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रदान किया गया हो ;
- (60) 'प्रारंभ तिथि (Start Date)' या 'शून्य तिथि ('Zero Date)' से अभिप्रेत है परियोजना के क्रियान्वयन के प्रारंभ हेतु पूंजी निवेश अनुमोदन में दर्शाई गई तिथि तथा जहां कोई भी तिथि दर्शाई न गई हो वहां पूंजी निवेश अनुमोदन की तिथि को प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि माना जाएगा ;
- (61) 'सांविधिक प्रभारों ('Statutory Charges)' से अभिप्रेत तथा इनमें सम्मिलित हैं कर (taxes), उपकर (cess), शुल्क (duties), अधिशुल्क (royalties) तथा अन्य प्रभार (charges) जिन्हें संसद या राज्य विधान-मण्डलों के अधिनियमों या सुसंबद्ध संविधियों (statutes) के अधीन भारतीय शासन माध्यम (Indian Governmental Instrumentality) के माध्यम से अधिरोपित किया जाता है ;
- (62) 'संग्रहण प्रकार का विद्युत उत्पादन केन्द्र (Storage type generating station)' से अभिप्रेत है जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र जो जल संग्रहण क्षमता से संबद्ध है जो उसे विद्युत की मांग के अनुरूप विद्युत के परिवर्तनीय उत्पादन हेतु सक्षम बनाता है ;
- (63) 'ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (Thermal Generating Station)' से अभिप्रेत है कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र या उससे संबद्ध कोई इकाई जिसके द्वारा विद्युत का उत्पादन ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में जीवाष्म ईंधन, जैसे कि कोयला, गैस, तरल ईंधन या इनके किसी

संयोजन के उपयोग द्वारा या कोयले के बाओमास के साथ सह-जलावन (co-firing) के माध्यम से किया जाता है ;

(64) 'निष्पादन परीक्षण (Trial Run)' या 'परिचालन परीक्षण (Trial Operation)' का किसी केन्द्रीय ताप विद्युत केन्द्र या उसकी इकाई के संबंध में वही अर्थ होगा जैसा कि मध्यप्रदेश विद्युत ग्रीड संहिता, 2024 में इस बाबत निर्दिष्ट किया गया है ;

(65) 'उत्तरान स्थल (Unloading Point)' से अभिप्रेत है कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के परिसर ही के भीतर अवस्थित कोयला उत्तरान स्थल (unloading point) जहां कोयले को रेलवे रैक (rake) या ट्रक (truck) या फिर परिवहन के किसी अन्य रीति से उतारा जाता हो; और

(66) 'उपयोगी जीवनकाल (Useful Life)' का किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई के बारे में इसकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से अभिप्रेत निम्नानुसार होगा, अर्थात् :-

1	कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र	25 वर्ष
2	जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र, उद्वहन संग्रहण जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों को सम्मिलित करते हुए	40 वर्ष

परंतु यह कि कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में परिचालन जीवनकाल क्रमशः 35 वर्ष तथा 50 वर्ष हो सकता है।

3.2 उन शब्दों तथा अभिव्यक्तियों के जो इन विनियमों में प्रयुक्त हुए हैं तथा इनमें परिभाषित नहीं किए गए हैं परन्तु अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में परिभाषित किए गए हैं वही अर्थ रखेंगे जैसा कि अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में उनके लिए प्रदान किये गए हैं।

4. व्याख्याएं (Interpretations) : इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित हो:

- (1) 'दिवस (Day)' से अभिप्रेत है कैलेंडर दिवस जिसमें 00.00 बजे से प्रारंभ होने वाले 24 घंटे की अवधि सम्मिलित है ;
- (2) 'किलो-कैलोरी (Kilo-Calorie or kCal)' से अभिप्रेत है ऊष्मा ऊर्जा (heat energy) की मात्रा धातुज (minerals) में जिसका मापन किसी तात्कालिक अवधि में एक किलो कैलोरी या एक हजार कैलोरी उत्पादित ऊष्मा के रूप में किया जाता है ;
- (3) 'किलोवाट ऑवर ('Kilowat-Hour' or 'kWh')' से अभिप्रेत है विद्युत ऊर्जा की

इकाई (यूनिट) जिसका मापन एक घंटे की अवधि के दौरान विद्युत के एक किलोवाट अथवा एक हजार वाट मापन द्वारा विद्युत उत्पादन या खपत के रूप में किया जाता है ;

- (4) 'त्रैमास (Quarter)' से अभिप्रेत है किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में तीन माह की अवधि जो माह अप्रैल, जुलाई, अक्टूबर तथा जनवरी के प्रथम दिवस से प्रारंभ होगी तथा किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में प्रथम त्रैमास के संबंध में परिचालन की प्रारंभिक तिथि से यथास्थिति माह जून, सितम्बर, दिसम्बर अथवा मार्च माह की अंतिम तिथि होगी ; और

- (5) 'वर्ष (Year)' से अभिप्रेत है कोई वित्तीय वर्ष जो एक अप्रैल को प्रारंभ होकर आगामी कैलेण्डर वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होता है :

परन्तु यह कि किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में प्रथम वर्ष वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रारंभ होगा तथा आगामी वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होगा।

- (6) कतिपय अधिनियम, नियमों, विनियमों के किसी संदर्भ के अन्तर्गत उनमें किये गये संशोधन या समेकन (consolidation) या पुनः अधिनियमन (re-enactment) को सम्मिलित किया जाएगा। ;

अध्याय – 2

विद्युत-दर अवधारण की प्रक्रिया (Procedure for Tariff Determination)**5. विद्युत-दर अवधारण (Tariff Determination) :**

5.1 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में विद्युत-दर का अवधारण उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (emission control system) को सम्मिलित करते हुए, जहाँ कहीं भी यह प्रयोज्य हो सम्पूर्ण विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई के लिये किया जा सकेगा :

परन्तु यह कि :

(एक) दिनांक 1.4.2024 से पूर्व किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी समग्र विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में दिनांक 1.4.2024 से दिनांक 31.03.2029 की अवधि हेतु विद्युत-दर अवधारण के प्रयोजन से एक समेकित बहुवर्षीय विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका (Consolidated Multi Year Tariff Petition) दाखिल करेगी ; और

(दो) विद्युत उत्पादन कम्पनी इन विनियमों के अनुसार किसी कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में स्थापित की गई उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु अनुपूरक (supplementary) विद्युत-दर के अवधारण हेतु एक आवेदन प्रस्तुत करेगी।

5.2 विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से परियोजना की पूंजीगत लागत को चरणों, इकाइयों में विखण्डित किया जा सकेगा, यदि ऐसा करना आवश्यक हो :

परन्तु जहाँ परियोजना की पूंजीगत लागत का विघटन इसके विभिन्न चरणों या इकाइयों हेतु उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरण में भी साझी सुविधाओं (common facilities) को इकाई की स्थापित क्षमता के आधार पर संविभाजित किया जाएगा।

5.3 जहाँ विद्युत उत्पादन केन्द्र की आंशिक विद्युत उत्पादन क्षमता हितग्राहियों/ लाभार्थियों को दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के माध्यम से विद्युत प्रदाय हेतु आबद्ध की गई हो वहाँ ऐसी आंशिक क्षमता हेतु इकाइयों को स्पष्ट रूप से चिन्हांकित किया जाएगा तथा ऐसे प्रकरणों में विद्युत-दर का अवधारण इस प्रकार से चिन्हांकित क्षमता हेतु किया जाएगा। जहाँ ऐसी आंशिक क्षमता से तत्संबंधी इकाइ(यों) को चिन्हांकित किया जाना संभव न हो वहाँ विद्युत उत्पादन

केन्द्र हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) सम्पूर्ण परियोजना की पूंजीगत लागत के संदर्भ में अवधारित की जा सकेगी, परन्तु इस प्रकार अवधारित की गई हितग्राहियों/लाभार्थियों के लिये विद्युत प्रदाय हेतु अनुबंधित विद्युत-दर आंशिक क्षमता से तत्संबंधी प्रयोज्य होगी।

- 5.4** पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के क्रियान्वयन हेतु संस्थापित परिसम्पत्तियां विद्यमान विद्युत उत्पादन योजना का ही भाग होंगी तथा संबंधित विद्युत-दर का अवधारण पृथक से इन विनियमों के विनियम 6.2 के द्वितीयक परन्तुक के अधीन दाखिल किये गये आवेदन के अनुसार अवधारित किया जाएगा।
- 5.5** सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण तथा ऊर्जा घटकों से सन्निहित बहुउद्देशीय जल-विद्युत उत्पादन योजना के प्रकरण में केवल योजना हेतु विद्युत घटक को प्रभारणीय पूंजीगत लागत को ही विद्युत-दर के अवधारण हेतु मान्य किया जाएगा।

6. विद्युत-दर के अवधारण हेतु आवेदन-पत्र (Application for determination of Tariff):

- 6.1** नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की प्रावधिक विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के बारे में विद्युत उत्पादन कम्पनी को अपना आवेदन इन विनियमों के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की संभावित तिथि से 60 दिवस पूर्व अनुलग्न एक के अनुसार समस्त सुसंगत प्रलेखों तथा भरे जाने वाले विवरणों के साथ दाखिल करना होगा :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन कम्पनी अंकेंक्षक का प्रमाण-पत्र अद्यतन तिथि तक व्यय की गई पूंजीगत लागत दर्शाते हुए प्रस्तुत करेगी तथा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2024-29 वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक तथा तत्संबंधी वर्षों हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के विवरण भी प्रस्तुत करेगी।

आयोग अंकेंक्षक के प्रमाण पत्र के आधार पर दाखिल किये गये आवेदन का सूक्ष्म परीक्षण किये जाने पर वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रावधिक विद्युत-दर (टैरिफ) स्वीकृत किये जाने पर विचार कर सकेगा।

- 6.2** नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई(यों) की अन्तिम विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के बारे में विद्युत उत्पादन कम्पनी को अपना आवेदन इन विनियमों के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि से 90 दिवस के भीतर अनुलग्न एक के अनुसार समस्त सुसंगत प्रलेखों तथा भरे जाने वाले विवरणों के साथ दाखिल करना होगा :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन कम्पनी अंकेंक्षक प्रमाण-पत्र वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के अनुसार व्यय की गई पूंजीगत लागत दर्शाते हुए प्रस्तुत करेगी

तथा विद्युत-दर अवधि 2024-29 के तत्संबंधी वर्षों हेतु प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के विवरण प्रस्तुत करेगी :

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में स्थापित की गई उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु अनुपूरक विद्युत-दर (Supplementary Tariff) के अवधारण हेतु अपना आवेदन इन विनियमों के अनुसार ऐसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के परिचालन प्रारंभ होने की तिथि से 90 दिवस से अनाधिक अवधि के भीतर प्रस्तुत करेगी।

- 6.3** किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा बहुवर्षीय विद्युत-दर के अवधारण हेतु अपना आवेदन अनुलग्न एक के अनुसार सुसंगत प्रलेखों तथा भरे जाने वाले विवरणों की अधिसूचना जारी होने की तिथि से 90 दिवस के भीतर या फिर जैसा कि आयोग द्वारा निर्देशित किया जाए, इनमें से जो भी पूर्व में घटित हो, स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित, पूर्व ही से स्वीकृत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय संबंधी जानकारी को सम्मिलित करते हुए जिसे आयोग के पूर्व सत्यापन आदेश में स्वीकृत किया गया हो तथा विद्युत-दर अवधि 2024-29 के तत्संबंधी वर्षों हेतु प्राक्कलित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के साथ इन विनियमों के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा :

परन्तु यह कि आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां यह लागू हो, अन्तर्निहित अवधारणाओं के विवरण सम्मिलित किये जाएंगे।

- 6.4** जहां पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित किये जाने की आवश्यकता हो वहां एक आवेदन अनुपूरक विद्युत-दर (supplementary tariff) (क्षमता प्रभारों या ऊर्जा प्रभार अथवा दोनों के लिये) ऐसी प्रणाली की स्थापना के पश्चात, 90 दिवस के भीतर समस्त आवश्यक विवरणों तथा प्रलेखों सहित अंकेंक्षक द्वारा प्रमाणित किये गये वास्तविक पूंजीगत व्यय पर आधारित प्रस्तुत करना होगा :

परन्तु यह कि यदि उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली को इन विनियमों की अधिसूचना से पूर्व क्रियाशील (commission) किया जाता है तो अनुपूरक विद्युत-दर (supplementary tariff) हेतु आवेदन विद्युत-दर याचिका (Tariff Petition) के साथ दाखिल करना होगा।

- 6.5** यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी आवेदन को इन विनियमों के विनियम 6.2 में निर्दिष्ट की गई समय सीमा के भीतर दाखिल करती है तो वहन लागत

(carrying cost) को परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु यह कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी इस विनियम के विनियम 6.2 में निर्दिष्ट समय सीमा के अनुसार आवेदन दाखिल करने में विलंब करती हो तो वहन लागत (carrying cost) आवेदन दाखिल करने की तिथि से अनुज्ञेय की जाएगी।

- 6.6** यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी आवेदन को इन विनियमों के विनियम 6.3 में निर्दिष्ट की गई समय सीमा के भीतर दाखिल करती है तो वहन लागत (carrying cost) दिनांक 1.4.2024 से अनुज्ञेय की जाएगी :

परन्तु यह कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी इस विनियम के विनियम 6.3 में निर्दिष्ट समय सीमा के अनुसार आवेदन दाखिल करने में विलंब करती हो तो वहन लागत (carrying cost) आवेदन दाखिल करने की तिथि से अनुज्ञेय की जाएगी।

- 6.7** यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी आवेदन को इन विनियमों के विनियम 6.4 में निर्दिष्ट की गई समय सीमा के भीतर दाखिल करती है तो वहन लागत (carrying cost) को उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की स्थापना तिथि से अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु यह कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी इस विनियम के विनियम 6.4 में निर्दिष्ट समय सीमा के अनुसार आवेदन दाखिल करने में विलंब करती हो तो वहन लागत (carrying cost) आवेदन दाखिल करने की तिथि से अनुज्ञेय की जाएगी।

7. विद्युत-दर का अवधारण (Determination of Tariff) :

- 7.1** विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग के समक्ष एक याचिका इन विनियमों के अनुसार संलग्न प्रपत्रों के साथ आधारभूत अवधारणाओं के विवरणों को सम्मिलित करते हुए पूंजीगत व्यय तथा किये गये अतिरिक्त व्यय हेतु तथा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, जहां कहीं भी यह प्रयोज्य हो, दाखिल करेगी।

- 7.2** आयोग को सदैव विद्युत उत्पादन कंपनी की किसी स्वविवेक याचिका (Suo-motu petition) की प्रस्तुति द्वारा अथवा किसी अभिरुचि रखने वाले या प्रभावित पक्षकार द्वारा दाखिल याचिका पर, विद्युत-दर (टैरिफ) तथा उसके निबंधन तथा शर्तों के अवधारण का अधिकार होगा तथा आयोग द्वारा ऐसी अवधारण प्रक्रिया के संबंध में जैसा कि विनिर्दिष्ट किया जाए, पहल की जा सकेगी ;

परन्तु ऐसी विद्युत-दर (टैरिफ) के साथ संबंधित निबंधन तथा शर्तों की अवधारण संबंधी कार्रवाई को समय-समय पर यथासंशोधित मप्रविनिआ (कारबार का संचालन) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम 2016 में निर्धारित की गई प्रक्रिया के

अनुसार क्रियान्वित किया जाएगा।

- 7.3** विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग को आवेदन के एक भाग के रूप में ऐसे प्रपत्रों में जैसा कि वे आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये जाएं, विस्तृत विवरण हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में प्रस्तुत करेगी। विद्युत उत्पादन कंपनी आवश्यक रूप से इकाईवार तथा केन्द्रवार विवरण जैसा कि वे प्रपत्रों में विनिर्दिष्ट किये गये हों, प्रस्तुत करेगी जिससे आयोग को अपेक्षित अनुसार विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण में सुविधा हो।
- 7.4** विद्युत उत्पादन कम्पनी को आवेदन प्रक्रियाबद्ध किये जाने के प्रयोजन से कतिपय अतिरिक्त समस्त जानकारी अथवा विवरण अथवा अभिलेख जो आवेदन पर यथोचित कार्रवाई के प्रयोजन से अनिवार्य समझे जाएं, प्रस्तुत करने होंगे :
- परन्तु किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में, आवेदन स्वीकृत पूंजीगत लागत मय किसी अतिरिक्त पूंजीकरण के, जिसे पूर्व सत्यापन आदेश में स्वीकृत किया जा चुका हो, विद्युत-दर अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 हेतु तत्संबंधी वर्षों के अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर आधारित होगी :
- परन्तु आगे यह और कि आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां कहीं भी यह प्रयोज्य हो, के संबंध में आधारभूत अवधारणाओं के विवरण भी सम्मिलित किये जाएंगे।
- 7.5** समस्त वांछित जानकारी, विवरण एवं अभिलेख जो आवश्यकताओं के परिपालनार्थ आवश्यक हों, सम्पूर्ण आवेदन के साथ प्राप्त होने की दशा में ही आवेदन को प्राप्त किया गया माना जाएगा तथा आयोग अथवा सचिव अथवा आयोग द्वारा इस प्रयोजन के लिए नामांकित अधिकारी आवेदन को संक्षेप में तथा ऐसी रीति में, जैसी कि वह विनिर्दिष्ट की जाए, यह सूचित करेंगे कि आवेदन प्रकाशन हेतु तैयार है, {कृपया देखें समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञापतिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन की रीति और उसके लिये भुगतानयोग्य फीस) विनियम}।
- 7.6** विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आयोग को प्रस्तुत की गई अपनी याचिका के समस्त विवरण आयोग द्वारा उसे स्वीकार किये जाने की तिथि से पन्द्रह कार्यकारी दिवस के भीतर अपनी वेबसाइट पर प्रदर्शित करने होंगे।
- 7.7** विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग को ऐसी समस्त पुस्तकें तथा अभिलेख (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियां), लेखांकन विवरण-पत्र, परिचालन तथा

लागत आंकड़ों को सम्मिलित करते हुए, जैसा कि वे आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अपेक्षित किए जाएं, प्रस्तुत करेगी।

- 7.8** आयोग, यदि उचित समझे, तो वह किसी भी समय किसी व्यक्ति को ऐसी जानकारी जो विद्युत उत्पादन कंपनी ने आयोग को प्रस्तुत की है, ऐसी पुस्तकों तथा अभिलेखों की संक्षेपिका सहित (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियों के) उपलब्ध करा सकेगा :

परन्तु आयोग कतिपय आदेश जारी कर, यह निर्देशित कर सकेगा कि आयोग द्वारा संधारित की जाने वाली ऐसी जानकारी, अभिलेख व पत्र/सामग्रियां गोपनीय अथवा विशेषाधिकारयुक्त होंगी जो निरीक्षण हेतु अथवा प्रमाणित प्रतिलिपियों के रूप में उपलब्ध न कराई जा सकेंगी तथा आयोग यह भी निर्देशित कर सकेगा कि ऐसे अभिलेख, पत्र अथवा सामग्री को किसी ऐसी रीति द्वारा उपयोग न किया जा सकेगा, सिवाय जैसा कि आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से इस बाबत प्राधिकृत किया जाए।

- 7.9** यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों की आवश्यकताओं के अन्तर्गत किसी भी प्रकार से अपर्याप्त हो तो आयोग द्वारा जैसा कि आयोग के पदाधिकारियों द्वारा पाई गई कमियों में सुधार किये जाने बाबत निर्दिष्ट किया जाए, याचिका को विद्युत उत्पादन कम्पनी को एक माह के भीतर पुनः प्रस्तुत करने हेतु वापस कर दिया जाएगा।

- 7.10** यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी विनियमों के अनुसार हो तथा किये गये दावों के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु पर्याप्त हो तो आयोग प्रतिवादियों से याचिका दायर करने की तिथि से एक माह (अथवा आयोग द्वारा निर्दिष्ट की गई किसी समयावधि) के भीतर तथा अन्य कोई व्यक्ति, उपभोक्ता अथवा उपभोक्ता संघों को सम्मिलित करते हुए, प्राप्त किए गए सुझाव तथा आपत्तियां, यदि कोई हों, पर विचार करेगा। आयोग याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों तथा किसी हितधारक (stakeholder) से, जिसे आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमति प्रदान की गई हो, की सुनवाई के बाद विद्युत-दर (टैरिफ) आदेश जारी करेगा।

- 7.11** नवीन परियोजनाओं के प्रकरण में, यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों के अनुसार हो तथा प्रस्तुत किये गये दावों के संबंध में युक्तियुक्त परीक्षण के कार्यान्वयन हेतु पर्याप्त हो तो आयोग बिलिंग के प्रयोजन हेतु जब तक आयोग द्वारा अन्तिम विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित न कर ली जाए अन्तरिम विद्युत-दर (टैरिफ) या इन विनियमों के अधीन प्रावधानों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय पर आधारित आयोग द्वारा अवधारित वार्षिक स्थाई लागत के 90

प्रतिशत तक अन्तरिम आदेश जारी करने पर विचार किया जा सकेगा।

परन्तु यह कि आयोग द्वारा अवधारित की गई प्रावधिक/अन्तरिम विद्युत-दर (provisional/interim tariff) तथा अन्तिम विद्युत-दर (Final Tariff) के अन्तर की राशि को आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार वसूल या प्रत्यर्पण (रिफण्ड) तत्संबंधी वर्ष के एक अप्रैल को प्रचलित "एकल-वर्ष SBI MCLR Plus 100 basis points" के आधार पर गणनानुसार किया जाएगा।

परन्तु आगे यह और कि यदि आयोग द्वारा अवधारित अन्तिम विद्युत-दर (टैरिफ), प्रावधिक/अन्तरिम विद्युत-दर (टैरिफ) से 10% से अधिक द्वारा कम हो तो विद्युत उत्पादन कम्पनी वसूल की गई आधिक्य राशि को हितग्राहियों/लाभार्थियों को उक्त वित्तीय वर्ष हेतु जिसके अन्तर्गत आधिक्य राशि की वसूली की गई थी, की एक अप्रैल को प्रचलित "एकल वर्ष SBI MCLR PLUS 100 basis points" के आधार पर गणना की गई राशि का 1.20 गुना, मय साधारण ब्याज के लौटायेगी।

- 7.12** विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, विद्युत उत्पादन कम्पनी इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा अनुमोदित स्वप्रेरणा आदेश (Suo Moto Order) दिनांक 05.03.2024 को जारी किये गये अनुसार तत्संबंधी विद्युत उत्पादन केन्द्रों के बहुवर्षीय टैरिफ आदेश (MYT order) जारी होने तक हितग्राहियों/लाभार्थियों के संबंध में क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभार हेतु प्रावधिक बिलिंग किया जाना जारी रखेगी :

परन्तु यह कि इन विनियमों के अनुसार उपरोक्त उल्लेखित विद्युत-दर (टैरिफ) तथा आयोग द्वारा अवधारित विद्युत-दर के अन्तर को आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की गई दर के अनुसार या तो वसूली की जाएगी या फिर उसका प्रत्यर्पण (रिफण्ड) बहुवर्षीय विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के प्रारंभ में वित्तीय वर्ष के एक अप्रैल को प्रचलित "एकल-वर्ष SBI MCLR PLUS 350 basis points" के आधार पर साधारण ब्याज पर आयोग द्वारा जारी बहुवर्षीय टैरिफ आदेश जारी होने की तिथि से अधिकतम 6 बराबर किस्तों में किया जाएगा।

- 7.13** इन विनियमों के अनुसार अवधारित की गई अन्तिम विद्युत-दर (final tariff) के अन्तर की उपरोक्त विनियमों 7.11 तथा 7.12 के अनुसार क्रमशः नवीन परियोजनाओं तथा विद्यमान परियोजनाओं हेतु हितग्राहियों/लाभार्थियों से आयोग द्वारा टैरिफ आदेश जारी होने की तिथि से अधिकतम छः बराबर किस्तों में या तो वसूली की जाएगी या फिर प्रत्यर्पण (रिफण्ड) किया जाएगा :

परन्तु यह कि वसूली या प्रत्यर्पण (रिफण्ड) संबंधी देयक विद्युत वितरण कम्पनी द्वारा आयोग द्वारा टैरिफ आदेश जारी होने की तिथि से 45 दिवस के

भीतर प्रस्तुत किये जाएंगे :

परन्तु आगे यह कि इस प्रकार गणना की गई ब्याज राशि आदेश जारी होने की तिथि तक ही देय होगी तथा छः-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान न तो कोई ब्याज देय होगा तथा न ही इसे अधिरोपित किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि जहां धनराशि का प्रत्यर्पण किया जाना हो तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आदेश जारी होने की तिथि से 45 दिवस से अधिक का विलम्ब किया जाए तो ऐसी परिस्थिति में इन विनियमों के अनुसार प्रयोज्य विलंब भुगतान अधिभार (late payment surcharge) देय होगा।

8. विशिष्ट परिस्थितियों में सैद्धान्तिक अनुमोदन (In-Principle Approval in Specific Circumstances) :

विद्युत उत्पादन कम्पनी किसी विशिष्ट विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु जो विधिक घटनाओं में परिवर्तन (change in law events) या फिर विशेष आकस्मिक परिस्थिति (force majeure conditions) के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण का दायित्व वहन करती हो वह इस प्रकार का व्यय करने हेतु सैद्धान्तिक अनुमोदन के लिये हितग्राहियों/लाभार्थियों को पूर्व सूचना (नोटिस) जारी करने के पश्चात् मय अन्तर्निहित अवधारणाओं, प्राक्कलनों के साथ इस प्रकार के व्यय के लिये औचित्य दर्शाते हुए याचिका दाखिल कर सकेगी यदि ऐसा व्यय परियोजना की स्वीकृत पूंजीगत लागत के 10 प्रतिशत अथवा रु. 100 करोड़, इनमें से जो भी कम हो, से अधिक हो।

9. विद्युत-दर अवधारण की क्रियाविधि तथा सत्यापन (Methodology for Determination of Tariff and Truing up) :

9.1 आयोग विद्युत उत्पादन कंपनी की विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि का समय-समय पर निर्धारण करेगा। विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के सिद्धान्त विद्युत-दर अवधि के दौरान ही प्रयोज्य होंगे। इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत-दर अवधारण के मार्गदर्शी सिद्धान्त आगामी विद्युत-दर हेतु दिनांक एक अप्रैल 2024 से 31 मार्च 2029 की अवधि तक वैध रहेंगे।

9.2 इन विनियमों के अन्तर्गत, विद्युत उत्पादन कंपनी से संबंधित विद्युत-दर (टैरिफ) इकाई (यूनिट)-वार अथवा इकाइयों के समूह हेतु अवधारित की जाएगी। तथापि, जब कभी भी किसी नवीन विद्युत उत्पादक इकाई की दिनांक 1.4.2024 के पश्चात अभिवृद्धि की जाए तो आयोग द्वारा ऐसी नवीन इकाइ(यों) हेतु पृथक् विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित की जाएगी। विद्युत उत्पादन कंपनी प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु दिनांक 1.4.2024 से पूर्व की इकाइयों हेतु तथा तत्पश्चात् जोड़ी गई इकाइयों हेतु पृथक् से विभाजन दर्शाते हुए गणनाएं प्रस्तुत करेगी।

9.3 विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु परियोजना की पूंजीगत लागत को प्रक्रमवार

तथा परियोजना के भाग के रूप में विशिष्ट इकाइयों द्वारा पृथक्कृत किया जाएगा। जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का प्रक्रमवार व इकाईवार ब्यौरा उपलब्ध न हो तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरणों में संयुक्त सुविधाओं को इकाइयों की क्षमता के आधार पर आनुपातिक रूप से संविभाजित किया जाएगा। सिंचाई, बाढ़-नियंत्रण तथा ऊर्जा उत्पादन से संबंधित बहुउद्देशीय जल-विद्युत परियोजनाओं के प्रकरणों में केवल परियोजना के ऊर्जा उत्पादन से संबंधित घटक पर ही विद्युत-दर अवधारण हेतु विचार किया जाएगा।

व्याख्या : 'परियोजना' में सम्मिलित है विद्युत उत्पादन केन्द्र।

9.4 आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 2024-29 हेतु निम्न कारणों से वार्षिक आधार पर सत्यापन अभ्यास का कार्यान्वयन किया जाएगा :

- (एक) पूंजीगत व्यय, प्रत्येक वित्तीय वर्ष के दौरान दिनांक 31.03.2029 तक अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को सम्मिलित करते हुए, जैसा कि आयोग द्वारा सत्यापन के समय युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् इसे स्वीकार किया जाए।
- (दो) पूंजीगत व्यय, प्रत्येक वित्तीय वर्ष के दौरान दिनांक 31.03.2029 तक, आकस्मिक विशेष परिस्थिति (Force Majeure) तथा कानून में परिवर्तन (Change in Law) के कारण किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को सम्मिलित करते हुए, जैसा कि आयोग द्वारा इसे स्वीकार किया जाए।
- (तीन) दिनांक 31.03.2029 तक प्रत्येक वर्ष के दौरान, उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के कारण अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जैसा कि आयोग द्वारा इसे स्वीकार किया जाए।

9.5 विद्युत उत्पादन कम्पनी, सत्यापन के प्रयोजन हेतु, दिनांक 01.04.2024 से 31.03.2029 तक की अवधि हेतु, प्रत्येक वर्ष के लिए किये गये पूंजीगत व्यय तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के विवरण यथाअंकक्षित तथा लेखा परीक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित प्रस्तुत किये जाएंगे।

9.6 कोई वितरण अनुज्ञापिधारी जिसके पास एक विद्युत उत्पादन केन्द्र का स्वामित्व तथा उसके परिचालन का दायित्व हो, वह उसके विद्युत उत्पादन व्यवसाय, अनुज्ञप्त व्यवसाय (licensed business) तथा अन्य व्यवसायों के पृथक्-पृथक् लेखे संधारित करेगा तथा प्रस्तुत करेगा।

9.7 विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत उत्पादन केन्द्र या इससे संबद्ध किसी इकाई या खण्ड के बारे में प्रत्येक वर्ष हेतु इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट किये गए अनुसार हार्ड तथा सॉफ्ट प्रति में उन्हीं प्ररूपों में प्रति वर्ष दिनांक 15 नवम्बर तक सत्यापन अभ्यास के क्रियान्वयन हेतु एक आवेदन प्रस्तुत करेगी।

9.8 सत्यापन के पश्चात् यदि वसूल की गयी विद्युत-दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत अनुमोदित विद्युत-दर (टैरिफ) से अधिक या कम हो, तो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी वसूल की गई अधिक या कम राशि का प्रत्यर्पण या वसूली हितग्राहियों/लाभार्थियों को/से इन विनियमों के विनियम 9.9 में निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगी।

9.9 इन विनियमों के अनुसार अवधारित की गई विद्युत-दर (tariff) के अन्तर का इन विनियमों के अनुसार हितग्राहियों/लाभार्थियों से/को आयोग द्वारा जारी टैरिफ आदेश की तिथि से अधिकतम छः बराबर किस्तों में "एकल वर्षीय SBI MCLR PLUS 100 Basis Points" की दर से वसूली/प्रत्यर्पण किया जाएगा।

परन्तु यह कि वसूली या प्रत्यर्पण (रिफंड) संबंधी देयक विद्युत वितरण कम्पनी द्वारा आयोग द्वारा टैरिफ आदेश जारी होने की तिथि से 45 दिवस के भीतर प्रस्तुत किये जाएंगे :

परन्तु आगे यह कि इस प्रकार गणना की गई ब्याज राशि आदेश जारी होने की तिथि तक ही देय होगी तथा छः-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान न तो कोई ब्याज देय होगा तथा न ही इसे अधिरोपित किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि जहां धनराशि का प्रत्यर्पण किया जाना हो तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आदेश जारी होने की तिथि से 45 दिवस से अधिक का विलम्ब किया जाए तो ऐसी परिस्थिति में इन विनियमों के अनुसार प्रयोज्य विलंब भुगतान अधिभार (late payment surcharge) देय होगा।

10. वार्षिक लेखे, प्रतिवेदनों आदि का प्रस्तुतिकरण (Submission of Annual Accounts, Reports etc) :

10.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी को लेखों के वार्षिक अंकक्षित लेखे तथा ऐसी अन्य जानकारी जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, प्रस्तुत करनी होगी। इसके अतिरिक्त, विद्युत उत्पादन कम्पनी को आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित विभिन्न विनियमों तथा संहिताओं की सूचना संबंधी आवश्यकताओं का अनुपालन भी करना होगा।

10.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अपेक्षित जानकारी की प्रस्तुति के अभाव में, आयोग कतिपय स्वविवेक (Suo-motu) याचिका द्वारा भी कार्रवाई प्रारंभ कर सकेगा।

11. विद्युत-दर अवधारण में अन्तराल (Periodicity of Tariff determination) :

11.1 किसी भी वित्तीय वर्ष में विद्युत-दर (टैरिफ) अथवा विद्युत-दर का कोई भी अंश सामान्यतः एक से अधिक बार के अन्तराल में संशोधित नहीं किया जा सकेगा, केवल ऐसी परिस्थितियों को छोड़ कर जहां विनियमों के निबन्धनों में

निर्दिष्टानुसार किसी परिवर्तन के संबंध में अनुमति प्रदान की जा चुकी हो।
आयोग, स्वयं का समाधान हो जाने पर ही, जिस हेतु उसके द्वारा कारण
लिखित में अभिलेखित किये जाएंगे, विद्युत दर (टैरिफ) में अन्य पुनरीक्षण
अनुज्ञेय कर सकेगा।

- 11.2** इन विनियमों के अन्य उपबन्धों के अध्यधीन रहते हुए, किसी वर्ष हेतु स्वीकृत
किये गये व्ययों की वसूली किसी अनुवर्ती अवधि हेतु स्वीकृत अवधारित
विद्युत-दर (टैरिफ) में समायोजन के अध्यधीन होगी, यदि आयोग इस बारे में
सन्तुष्ट हो कि किसी राशि आधिक्य अथवा कमी जो उसके वास्तविक अथवा
किये गये व्ययों से संबन्धित है, का समायोजन अपरिहार्य है एवं वह किसी
विशिष्ट कारण से विद्युत उत्पादन कम्पनी के नियंत्रण में न होने के कारणवश
है।

12. अनुमोदित विद्युत-दर से भिन्न दर प्रभारित करना (Charging of Tariff other than approved) :

किसी विद्युत उत्पादन कंपनी के संबंध में जिसे हितग्राहियों/लाभार्थियों से आयोग द्वारा
अनुमोदित से भिन्न विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारित करते हुये पाया जाएगा, यह माना
जाएगा कि उसके द्वारा आयोग के आदेशों का अनुपालन नहीं किया गया है, उसे
अधिनियम की धारा 142 के अधीन तथा अधिनियम के अन्य उपबन्धों के अधीन उत्पादन
कंपनी द्वारा देय अन्य किसी दायित्व पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना दण्डित किये जाने
का भागी होगा। ऐसे प्रकरण में जहां वसूल की गई राशि, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई
राशि से अधिक हो वहां इस प्रकार अधिक वसूल की गई राशि को
हितग्राहियों/लाभार्थियों को, जिनके द्वारा अधिक राशि का भुगतान किया गया है, मय
उक्त अवधि के साधारण ब्याज के साथ जिसकी दर तत्संबंधी वर्ष की एक अप्रैल की
स्थिति में संदर्भ दर (Reference Rate) के बराबर होगी, आयोग द्वारा अधिरोपित अन्य
किसी शास्ति के अलावा प्रत्यर्पण की जाएगी।

13. विद्युत उत्पादन कंपनी की वार्षिक समीक्षा (Annual review of the Generating Company) :

- 13.1** विद्युत उत्पादन कंपनी नियतकालिक विवरणिकाएं जैसा कि आयोग द्वारा
विनिर्दिष्ट किया जाए जिनमें परिचालन तथा लागत आंकड़े दर्शाये गये हों,
आयोग को उसके आदेश के अनुपालन को सुनिश्चित बनाये जाने संबंधी
अनुश्रवण (मॉनिटरिंग) हेतु प्रस्तुत करेगी।

- 13.2** विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग को उसके निष्पादन के वार्षिक विवरण-पत्र
तथा लेखा मय अंकक्षित लेख के अन्तिम प्रतिवेदन के साथ प्रस्तुत करेगी।

अध्याय-3

विद्युत-दर संरचना (Tariff Structure)

14. विद्युत-दर के संघटक (Components of Tariff) :

- 14.1 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत प्रदाय के संबंध में विद्युत-दर (टैरिफ) में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात्, क्षमता प्रभार (capacity charge) {वार्षिक स्थाई प्रभार (annual fixed cost) की वसूली हेतु, जिसमें ऐसे घटक शामिल होंगे जिन्हें इन विनियमों के विनियम 15 में विनिर्दिष्ट किया गया है} तथा ऊर्जा प्रभार (energy charge) {प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन लागत (primary and secondary fuel cost), चूना पत्थर (lime stone) तथा अन्य किसी अभिकर्मक (reagent), जहां कहीं भी यह प्रयोज्य हो, की वसूली हेतु जिन्हें इन विनियमों के विनियम 16 में विनिर्दिष्ट किया गया है}।
- 14.2 विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के साथ-साथ नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु, यथास्थिति, पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों (revised emission standards) के क्रियान्वयन के कारण अनुपूरक विद्युत-दर (supplementary tariff), जिसमें अनुपूरक क्षमता प्रभार (supplementary capacity charges) तथा ऊर्जा प्रभार (energy charges) सम्मिलित होंगे आयोग द्वारा पृथक से अवधारित किये जाएंगे।
- 14.3 वार्षिक इकाई लागत की वसूली हेतु जिसके अन्तर्गत इन विनियमों के विनियम 15 में संदर्भित घटक सम्मिलित हैं, किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत प्रदाय के संबंध में विद्युत-दर (टैरिफ) में क्षमता प्रभार (capacity charge) तथा ऊर्जा प्रभार (energy charge) शामिल होंगे जिन्हें इन विनियमों के विनियम 48 में विनिर्दिष्ट रीति के अनुसार व्युत्पादित किया जाएगा।

15. क्षमता प्रभार (Capacity Charges) :

- 15.1 क्षमता प्रभारों (capacity charges) को वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost) के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की वार्षिक स्थाई लागत में निम्न घटक शामिल होंगे :
- (क) पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on equity) ;
 - (ख) अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation) ;
 - (ग) ऋण पूंजी पर ब्याज (Interest on loan capital) ;

- (घ) प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and maintenance expenses);
तथा
(ङ) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on working capital) :

परंतु जहां इन विनियमों के विनियम 28 के अनुसार नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (R&M) के बदले में विशेष रियायत (special allowance) हेतु विकल्प प्रदान किया गया हो वहां इसकी वसूली पृथक से की जाएगी तथा कार्यकारी पूंजी (working capital) की गणना हेतु इस पर विचार नहीं किया जाएगा।

- 15.2 अनुपूरक क्षमता प्रभार (Supplementary Capacity Charge) :** अनुपूरक क्षमता प्रभारों को उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु वार्षिक स्थाई लागत (AFCE) के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा। उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost) में इन विनियमों के विनियम 15.1 के क्रमांक (क) से (ङ) तक सूचीबद्ध किये गये अनुसार घटक सम्मिलित होंगे।

16. ऊर्जा प्रभार (Energy Charges) :

ऊर्जा प्रभारों को किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र (जल-विद्युत को छोड़कर) की आगमित ईंधन लागत (Landed Fuel Cost) के आधार पर व्युत्पादित किया जाएगा तथा इसमें निम्न लागतें शामिल होंगी :

- (क) प्राथमिक ईंधन (primary fuel) की आगमित ईंधन लागत ;
(ख) द्वितीयक ईंधन तेल (secondary fuel oil) खपत की लागत : और
(ग) चूना पत्थर (lime stone) अथवा किसी अन्य अभिकर्मक (reagent) की लागत, जैसा कि प्रयोज्य हो :

परन्तु करों (taxes) तथा शुल्कों (duties) के बारे में किसी प्रत्यर्पण (refund) राशि को, मय ईंधन प्रदायकों से शास्ति (penalties) के रूप में प्राप्त की गई किसी राशि को ईंधन लागत में समायोजित किया जाएगा ;

परन्तु आगे यह और कि अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (supplementary energy charge), यदि कोई ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु लागू हों, का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 47 के अनुसार पृथक से किया जाएगा।

17. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा उपयोगी जीवनकाल पूर्ण करने के पश्चात् विद्युत-दर हेतु विशेष प्रावधान (Special Provisions for Tariff for Thermal Generating Stations after completion of Useful Life) :

किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जिसके द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 25 वर्ष की प्रचालन अवधि पूर्ण की जा चुकी हो, तथा ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र से हितग्राहियों/लाभार्थियों को विद्युत-आपूर्ति व्यवस्था का विस्तार न किया गया हो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राही/लाभार्थी किसी व्यवस्था के बारे में सहमत हो सकते हैं जिनमें लक्ष्य उपलब्धता तथा प्रोत्साहन को सम्मिलित किया जा सकता है, जहां ऊर्जा प्रभार के अतिरिक्त, इन विनियमों के अन्तर्गत क्षमता प्रभार का अवधारण किया जाता है, वहां पर इसकी वसूली अनुसूचित विद्युत उत्पादन (Scheduled generation) के आधार पर की जाएगी :

परन्तु यह कि हितग्राही/लाभार्थी तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के मध्य यह व्यवस्था विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 86(1)(ख) के अन्तर्गत आयोग के पूर्व अनुमोदन के अध्वधीन रहते हुए होगी।

अध्याय-4**पूँजीगत लागत तथा पूँजीगत संरचना की संगणना****(Computation of Capital Cost and Capital Structure)****18. पूँजीगत लागत (Capital Cost) :**

- 18.1** किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की पूँजीगत लागत, जैसा कि इसका अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के बाद किया जाएगा, विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगी।
- 18.2** किसी नवीन परियोजना की पूँजीगत लागत में निम्न पहलू शामिल होंगे :
- (एक) परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक किया गया व्यय ;
 - (दो) निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज (Interest during construction) तथा वित्तीय प्रबंध प्रभार (financing charges), ऋणों पर (क) लगाई गई 70 प्रतिशत निधि के बराबर, ऐसे प्रकरणों में जहां वास्तविक पूँजी समरूप आधार पर (pari-passu basis) लगाई गई निधि से 30 प्रतिशत अधिक हो, वहां आधिक्य पूँजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा, अथवा (ख) लगाई गई निधि के 30 प्रतिशत से कम लगाई गई निधि होने के प्रकरण में, ऋण की वास्तविक राशि के बराबर होगा ;
 - (तीन) निर्माण अवधि के दौरान लिये गये ऋण के संबंध में विदेश विनिमय जोखिम विषमता (foreign exchange risk variation) के कारण प्राप्त किया गया कोई लाभ या वहन की गई कोई हानि ;
 - (चार) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज तथा निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय (incidental expenditure), जैसा कि इसकी गणना इन विनियमों के विनियम 20 के अनुसार की जाए ;
 - (पांच) पूँजीगत प्रारंभिक कलपुर्जे (capitalized initial spares) जो इन विनियमों में निर्दिष्ट उच्चतम दरों (ceiling rates) के अध्वधीन होंगे ;
 - (छः) इन विनियमों के अनुसार अवधारित किया गया अतिरिक्त पूँजीकरण (additional capitalization) तथा अपूँजीकरण (de-capitalization) के कारण किया गया व्यय ;
 - (सात) वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से पूर्व अस्थाई विद्युत (infirm power) के विक्रय के कारण ईंधन की लागत से अधिक हेतु राजस्व में समायोजन द्वारा जैसा कि इसे इन विनियमों में निर्दिष्ट किया गया है ;
 - (आठ) राखड़ निपटान (ash disposal) तथा उपयोग (utilization) पर किया

- गया पूंजीगत व्यय, हथालन (handling) तथा परिवहन सुविधा (transportation facility) को सम्मिलित करते हुए ;
- (नौ) विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्राप्ति छोर (receiving end) तक कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अधोसंरचना (railway infrastructure) तथा इसके आवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय (capital expenditure) परन्तु इसमें परिवहन लागत तथा अन्य कोई लागत जिनका भुगतान रेलवे द्वारा किया जाए, सम्मिलित न होंगी ;
- (दस) सह-जलावन (Co-firing) हेतु, बाओमास हथालन उपकरण (biomass handling equipment) के कारण पूंजीगत व्यय ;
- (ग्यारह) पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों (revised emission standards) की पूर्ति हेतु आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (emission control system) के कारण तथा मलजल उपचार संयंत्र (sewage treatment plant) हेतु पूंजीगत व्यय ;
- (बारह) परियोजना हेतु पर्यावरण अनुमोदन (environment clearance) की प्राप्ति हेतु शर्तों के अनुपालन के कारण व्यय ;
- (तेरह) विधि में परिवर्तन (change in law) तथा विशेष आकस्मिक परिस्थिति घटनाओं (force majeure events) के कारण व्यय ;
- (चौदह) आयोग द्वारा भारत सरकार द्वारा संचालित की जा रही निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार से संबंधित 'Perform, Achieve and Trade (PAT)' योजना के अंतर्गत मानदण्डों के क्रियान्वयन के कारण किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा पूंजीगत लागत पर किये गये व्यय पर विचार 'पीएटी' योजना के अंतर्गत हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर उपार्जित लाभों को साझा किये जाने के अध्यधीन रहते हुए किया जाएगा ; और
- (पन्द्रह) निम्न भारों (lower loads) पर विद्युत उत्पादन केन्द्र को लचीले संचालन (flexible operation) के योग्य बनाने हेतु अपेक्षित पूंजीगत व्यय।
- 18.3 किसी विद्यमान परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न पहलू शामिल होंगे :
- (एक) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2024 से पूर्व स्वीकृत की गई पूंजीगत लागत जिसे विधिवत रूप से सत्यापित किया गया हो, परन्तु इसमें किसी देयता (liability), यदि कोई हो, को शामिल नहीं किया जाएगा;
- (दो) तत्संबंधी वर्ष हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) से संबद्ध अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization) तथा अपूंजीकरण (de-capitalization) जैसा

कि इसे इन विनियमों के अनुसार अवधारित किया जाए;

- (तीन) नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (Renovation and Modernization) के कारण कोई व्यय जिसे आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार स्वीकृत किया जाए ;
- (चार) राखड़ निपटान (ash disposal) तथा उपयोग (utilization) के कारण पूंजीगत व्यय, हथालन (handling) तथा परिवहन सुविधा (transportation facility) को सम्मिलित करते हुए ;
- (पांच) विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्राप्ति छोर (receiving end) तक कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अधोसंरचना तथा इसके आवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय परन्तु इसमें परिवहन लागत तथा अन्य कोई लागत जिसका भुगतान रेलवे द्वारा किया जाए, सम्मिलित न होंगे ; और
- (छः) सह-जलावन (Co-firing) हेतु, बाओमास हथालन उपकरण (biomass handling equipment) के कारण पूंजीगत व्यय ;
- (सात) आयोग द्वारा भारत सरकार द्वारा संचालित की जा रही निष्पादन, प्राप्ति तथा व्यापार से संबंधित 'Perform, Achieve and Trade (PAT)' योजना के अंतर्गत मानदण्डों के क्रियान्वयन के कारण किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा पूंजीगत लागत पर किये गये व्यय पर विचार 'पीएटी' योजना के अंतर्गत हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर उपार्जित लाभों को साझा किये जाने के अध्यक्षीन रहते हुए किया जाएगा।
- (आठ) निम्न भारों (lower loads) पर विद्युत उत्पादन केन्द्र को लचीले संचालन (flexible operation) के योग्य बनाने हेतु अपेक्षित पूंजीगत व्यय ; और
- (नौ) विधि में परिवर्तन (change in law) तथा विशेष आकस्मिक परिस्थिति घटनाओं (force majeure events) के कारण व्यय।

18.4 विद्यमान या नवीन जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पूंजीगत लागत में निम्न लागतों/व्ययों को भी सम्मिलित किया जाएगा :

- (एक) राष्ट्रीय पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन नीति (National R&D Policy) तथा पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन समुच्चय (R&R Package) के अनुरूप परियोजना की अनुमोदित पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन योजना {Rehabilitation and Resettlement (R&R Plan)} लागत ;
- (दो) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (RGGVY) तथा दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (DDUGJY) परियोजना हेतु परियोजना विकासक का 10 प्रतिशत अंशदान ;

(तीन) जल-विद्युत परियोजनाओं के बाधारहित तथा समयबद्ध विकास हेतु, विद्युत संयन्त्र के आस-पास के क्षेत्र में स्थानीय अधोसंरचना को विकसित करने हेतु किये गये व्यय को, जो रुपये 10 लाख/मेगावाट से अधिक न होगा, को पूंजीगत लागत का भाग माना जाएगा तथा यदि ऐसे कार्य को भारत सरकार द्वारा प्रदत्त बजटीय सहायता (budgetary support) के अन्तर्गत सम्मिलित किया जाता है तो ऐसे कार्यों के निधीयन (funding) को ऐसी निधि प्राप्त होने पर समायोजित किया जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसी निधि (fund) को केवल ऐसी दशा में ही अनुज्ञेय किया जाएगा यदि इनका व्यय भारतीय शासन माध्यम (Indian Governmental Instrumentality) से किया जाता है।

18.5 दिवाला और शोधन क्षमता संहिता, 2016 (Insolvency and Bankruptcy Code, 2016) के अन्तर्गत राष्ट्रीय कम्पनी विधि अधिकरण (NCLT) की कार्रवाई के माध्यम से प्राप्त की गई परियोजनाओं के बारे में विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण करते समय निम्न पहलुओं पर विचार किया जाएगा :

- (क) ऐसी परियोजनाएं जो पूर्व ही से परिचालन में हैं, अधिग्रहण की गई परियोजना की ऐतिहासिक सकल स्थाई परिसम्पत्ति (historical GFA) या विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा भुगतान की गई अधिग्रहण लागत (acquisition cost), इनमें से जो भी कम हो ;
- (ख) उपरोक्त विनियम (क) के प्रयोजन हेतु, ऐतिहासिक सकल स्थाई सम्पत्ति पर विचार करने हेतु, यह समुचित आयोग द्वारा अधिग्रहण की तिथि तक अनुमोदित पूंजीगत लागत होगी :

परन्तु यह कि किसी समुचित आयोग की किसी पूर्व अनुमोदित पूंजीगत लागत के अभाव में, आयोग इस पर युक्तियुक्त परीक्षण (prudence check) के अधीन रहते हुए अंकक्षित लेखों (audited accounts) के आधार पर विचार करेगा :

परन्तु आगे यह और कि यदि पूर्व ही से संचालित की जा रही किसी परियोजना के अधिग्रहण पश्चात् अतिरिक्त पूंजीगत व्यय किया जाना अपेक्षित हो तो इस पर इन विनियमों को उपबन्धों के अधीन विचार किया जाएगा ;

- (ग) यदि किसी ऐसी निर्माणाधीन परियोजना जिसके द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त किया जाना अभी भी शेष हो का यदि अधिग्रहण किया जाता है तो अधिग्रहण लागत (acquisition cost) या अधिग्रहण की

तिथि तक उपगत की गई (incurred) वास्तविक अंकक्षित लागत (actual audited cost), इनमें से जो भी कम हो, को मान्य किया जाएगा ; और

- (घ) परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक ऐसी परियोजना के अधिग्रहण पश्चात उपगत किया गया (incurred) कोई अतिरिक्त व्यय जो विद्युत उत्पादन कम्पनी के संचालक मण्डल के पूंजी निवेश अनुमोदन (investment approval) से संरेखित है, पर भी युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन प्रकरण-दर-प्रकरण गुण/दोष के आधार पर विचार किया जाएगा :

परन्तु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन पश्चात, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को इन विनियमों के उपबन्धों के अधीन अनुज्ञेय किया जाएगा।

18.6 विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं की पूंजीगत लागत में निम्न मदों को सम्मिलित नहीं किया जाएगा :

- (क) ऐसी परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग तो हैं परन्तु जिन्हें उपयोग में नहीं लाया जा रहा है जैसा कि इस बारे में विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका में घोषित किया जाए ;
- (ख) वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पश्चात, अप्रचलन (obsolescence) के कारण अपूंजीकृत परिसम्पत्ति (decapitalized asset)
- (ग) उन्नयन (upgradation) या एक परियोजना से किसी अन्य परियोजना को स्थानान्तरण के कारण अपूंजीकृत परिसम्पत्तियां (decapitalized assets) :

परन्तु यह कि जब तक किसी परिसम्पत्ति का एक परियोजना से अन्य परियोजना को स्थानान्तरण स्थायी प्रकृति का न हो, संबंधित परिसम्पत्तियों का अपूंजीकरण नहीं किया जाएगा ;

- (घ) जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में किसी परियोजना विकासक (project developer) द्वारा राज्य सरकार द्वारा परियोजना स्थल के आवंटन के संबंध में एक पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसरण में किया गया कोई व्यय या जिसे व्यय किये जाने बाबत आबद्ध किया गया हो ;
- (ङ) विद्यमान परियोजना की भूमि की आनुपातिक लागत जिसका उपयोग नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के उत्पादन हेतु किया जा रहा हो ; और
- (च) केन्द्र या राज्य सरकार अथवा किसी सांविधिक निकाय (statutory

body) अथवा प्राधिकरण से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को, जिसमें अदायगी (repayment) के दायित्व को शामिल न किया गया हो।

19. पूंजीगत व्यय का युक्तियुक्त परीक्षण (Prudence Check of Capital Cost) :

19.1 विद्यमान अथवा नवीन परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु निम्न सिद्धान्त अपनाए जाएंगे :

(एक) किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पूंजीगत लागत के युक्तियुक्त परीक्षण में, इसी प्रकार की परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के प्रकाश में, पूर्व ऐतिहासिक आंकड़े जहां कहीं भी ये उपलब्ध हों, वित्त प्रबन्ध योजना (financing plan), निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (interest during construction), निर्माण कार्य के दौरान आकस्मिक व्यय (incidental expenditure during construction) के औचित्यपूर्ण होने, दक्ष प्रौद्योगिकी (efficient technologies) के प्रयोग, लागत आधिक्य (cost over-run) तथा समय आधिक्य (time over-run), प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से उपकरणों तथा सामग्रियों के अधिग्रहण तथा ऐसे अन्य मामले जैसा कि वे विद्युत-दर अवधारण के बारे में आयोग द्वारा समुचित माने जाएं, को सम्मिलित किया जाएगा :

परन्तु युक्तियुक्त परीक्षण करते समय आयोग यह परीक्षण भी करेगा कि क्या विद्युत उत्पादन कम्पनी परियोजना के निष्पादन के दौरान अपने मूल्यांकनों तथा निर्णयों में सतर्क रही है :

परन्तु आगे यह और कि जहां कहीं भी विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य निष्पादित विद्युत क्रय अनुबन्ध वास्तविक पूंजीगत व्यय की उच्चतम सीमा (Ceiling) का प्रावधान करता हो वहां आयोग युक्तियुक्त परीक्षण हेतु ऐसी उच्चतम सीमा को मान्य करेगा।

(दो) आयोग जल-विद्युत परियोजना की पूंजीगत लागत के परीक्षण के प्रयोजन हेतु एक स्वतंत्र अभिकरण (independent agency) या विशेषज्ञ निकाय (expert body) की नियुक्ति कर सकेगा :

परन्तु आयोग के दिशा-निर्देशों के अन्तर्गत पूर्व ही से नियुक्त किया गया नामोद्दिष्ट (designated) स्वतंत्र अभिकरण का कार्यकाल

निर्दिष्ट परियोजना के पूर्ण होने तक जारी रहेगा।

19.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका के साथ विभिन्न घटकों की पूंजीगत लागत के मापदण्ड के आंकड़ा आधार के सृजन के प्रयोजन से विद्यमान तथा नवीन परियोजनाओं के निष्पादन हेतु संवेष्टन वार (package-wise) पूंजीगत लागत इन विनियमों के साथ संलग्न प्ररूपों के अनुसार प्रस्तुत करेगी।

20. निर्माण कार्य के दौरान ब्याज तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय {Interest during construction (IDC) and Incidental Expenditure during Construction (IEDC)} :

20.1 निर्माण कार्य के दौरान ब्याज की संगणना वास्तविक ऋण (actual loan) तथा मानदण्डीय ऋण (normative loan) पर विचार करते हुए वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (COD) तक निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता (prudent phasing) को ध्यान में रखकर की जाएगी :

परन्तु यह कि मानदण्डीय ऋण पर निर्माण कार्य के दौरान ब्याज, जो लगाई गई पूंजी के 30% से अधिक से तत्संबंधी हो, को केवल ऐसे प्रकरणों में ही अनुज्ञेय किया जाएगा जहां समरूप आधार (pari-passu basis) पर पूंजी का वास्तविक निषेचन (infusion) लगाई गई कुल पूंजी के 30% से अधिक है तथा इसकी संगणना त्रैमासिक आधार पर की जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि यदि मानदण्डीय ऋण पर निर्माण के दौरान ब्याज वास्तविक ऋण के निषेचन से पूर्व अनुज्ञेय किया जाना अपेक्षित हो तो ऐसे निर्माण के दौरान ब्याज की संगणना हेतु ब्याज की दर तत्संबंधी वर्ष की एक अप्रैल को 'एकल-वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (SBI) MCLR' के बराबर होगी :

परन्तु यह और भी कि वास्तविक ऋण के निषेचन पश्चात मानदण्डीय ऋण पर निर्माण कार्य के दौरान ब्याज की संगणना तत्संबंधी त्रैमास हेतु भारित औसत ब्याज दर (weighted average rate of Interest-WAROI) के आधार पर की जाएगी जो संदर्भ ब्याज दर (reference rate of interest) की उच्चतम सीमा अथवा 14%, इनमें जो भी कम हो, के अध्यधीन रहते हुए होगी :

परन्तु यह और भी कि वास्तविक ऋण (actual loan) पर निर्माण के दौरान ब्याज की संगणना उक्त त्रैमास हेतु भारित औसत ब्याज दर (WAROI) के आधार पर की जाएगी जो ब्याज की संदर्भ दर की उच्चतम सीमा या 14%, इनमें से जो भी कम हो, के अध्यधीन रहते हुए होगी।

- 20.2** निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय (IEDC) की गणना शून्य तिथि (zero date) तथा वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (COD) तक पूर्व-परिचालन व्ययों (pre-operative expenses) को दृष्टिगत रखते हुए की जाएगी :

परन्तु निर्माण कार्य के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (COD) तक की अवधि तक निक्षेप राशियों (deposits) को अथवा अग्रिम राशियों (advances) पर ब्याज या फिर अन्य कोई प्राप्तियों के कारण अर्जित राजस्व के बारे में निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय में कमी किये जाने संबंधी पहलू को दृष्टिगत रखा जाएगा।

- 20.3** निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक ब्याज (IEDC) के कारण अतिरिक्त लागतों (additional costs) के प्रकरण में वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति में विलम्ब के कारण विद्युत उत्पादन कम्पनी को इस प्रकार के विलम्ब हेतु विस्तार से मय ब्याज के दौरान निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता के तथा विलंब अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय के विवरण तथा विलंब काल से तत्संबंधी वसूल किये गये अथवा वसूलीयोग्य परिनिर्धारित हानियों (liquidated damages) का औचित्य प्रस्तुत करना होगा।
- 20.4** यदि वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि की प्राप्ति में विलम्ब के लिये विद्युत उत्पादन कम्पनी उत्तरदायी न पाई गई हो तो निर्माण कार्य के दौरान ब्याज तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय को विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अनुज्ञेय किया जा सकेगा तथा परिनिर्धारित हानियां (liquidated damages), यदि कोई हों, जिसे ठेकेदार, सामग्री प्रदायक या अभिकरण से वसूल किया गया हो, को विद्युत उत्पादन केन्द्र की पूंजीगत लागत में समायोजित किया जाएगा।
- 20.5** यदि वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति में विलम्ब के लिये समूचे तौर पर अथवा आंशिक रूप से विद्युत उत्पादन कम्पनी या उसके ठेकेदार या सामग्री प्रदायक (supplier) या फिर अभिकरण (agency) उत्तरदायी पाये गये हों तो ऐसे प्रकरणों में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (COD) के पश्चात् निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय (IEDC) को समूचे तौर पर या फिर आनुपातिक आधार पर विलम्ब अवधि से तत्संबंधी जिसे माफी प्रदान न की गई हो, बनाम कुल क्रियान्वयन अवधि के, को विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अस्वीकार किया जा सकेगा तथा परिनिर्धारित हानियां (liquidated damages) यदि कोई हों तो ठेकेदार या सामग्री प्रदायक या अभिकरण से की गई वसूली को उसी अनुपात में जिसे माफी प्रदान न की गई हो, बनाम कुल क्रियान्वयन अवधि के, विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा

प्रतिधारित (retained) रखा जाएगा :

[उदाहरण—माना कि किसी परियोजना कार्य को पूर्ण करने की निर्धारित समयावधि 48 माह है, परन्तु इसे वास्तविक रूप से 60 माह में पूर्ण किया जा सका है। ऐसे में, यदि बारह माह का समय-आधिक्य (time overrun) विलंब अवधि में से छः माह की समय-आधिक्य (time overrun) अवधि को ही माफी प्रदान की गई हो तो अनुज्ञेय निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य में अनुषंगिक व्यय (IEDC) की गणना कुल निर्माण के दौरान ब्याज तथा निर्माण कार्य में उपगत (incurred) आनुषंगिक व्यय की गणना 60 माह की अवधि के लिए की जाएगी तथा इसे 54 : 60 के अनुपात में संविभाजित कर अनुज्ञेय किया जाएगा।]

परन्तु यह कि जहां वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (COD) प्राप्त करने में विलंब की अवधि अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) से छः माह से अधिक कतिपय क्रियाकलापों (activities) जैसे कि (i) वन विभाग का अनुमोदन, (ii) भारतीय राष्ट्रीय राजमार्ग (NHAI) का अनुमोदन, या (iii) रेलवे विभाग की अनुमति के कारण हो, वहां युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात अधिकतम 95% तक का समय-आधिक्य (time overrun) ही अनुज्ञेय किया जाएगा।

20.6 इस विनियम के उपरोक्त विनियमों 20.4 तथा 20.5 के प्रयोजन हेतु वास्तविक ऋण तथा मानदण्डीय ऋण पर निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) पर विचार इन विनियमों में निर्दिष्ट किये गये अनुसार मानदण्डीय ऋण-पूंजी अनुपात (normative debt-equity ratio) में किया जाएगा।

21. नियंत्रणीय तथा अनियंत्रणीय कारक (Controllable and uncontrollable Factors) :

21.1 नीचे दर्शाए गए कारकों को नियंत्रणीय कारक (controllable factor) तथा अनियंत्रणीय कारक (uncontrollable factor) के रूप में निरूपित किया जाएगा जो परियोजना के समय-आधिक्य (time overrun), लागत में वृद्धि, निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय (IEDC) के निर्णय को प्रभावित करते हैं :

21.2 'नियंत्रणीय कारकों (controllable factors)' में निम्न कारक शामिल होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(क) परियोजना के क्रियान्वयन में दक्षता जहां ऐसी परियोजना के विस्तार क्षेत्र में अनुमोदित परिवर्तन (approved change), वैधानिक उद्ग्रहणों (statutory levies) या विधि में परिवर्तन (change of law) या आकस्मिक विशेष घटनाओं (force majeure events) में परिवर्तन सन्निहित न हों; तथा

(ख) जहां परियोजना के निष्पादन में विलंब के लिये विद्युत उत्पादन कम्पनी के ठेकेदार, सामग्री प्रदायक या अभिकरण उत्तरदायी हों।

21.3 अनियन्त्रणीय कारकों (uncontrollable factors) में निम्न कारक शामिल होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे:

(एक) आकस्मिक विशेष घटनाएं (Force Majeure events) ;

(दो) कानून में परिवर्तन (Change in Law) ; तथा

(तीन) भूमि के अधिग्रहण के कारण समय तथा लागत-आधिक्य (time and cost overruns), केवल उन्हें छोड़कर जहां विलम्ब के लिये विद्युत उत्पादन कम्पनी उत्तरदायी हो।

22. प्रारंभिक कल-पुर्जे (Initial Spares) :

प्रारंभिक कल-पुर्जों का पूंजीकरण निम्न उच्चतम मानदण्डों (ceiling norms) के अधीन रहते हुए संयंत्र तथा मशीनरी (Plant and Machinery) की लागत के प्रतिशत के रूप में किया जाएगा :

- | | | | |
|-----|--|---|------|
| (क) | कोयला-आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु | — | 4.0% |
| (ख) | जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु, उद्वहन संग्रहण (Pumped Storage) | | |
| | जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र को सम्मिलित करते हुए | — | 4.0% |

परन्तु यह कि :

एक. निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC), निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय (IEDC), भूमि के मूल्य तथा सिविल कार्यों की लागत को छोड़कर, संयंत्र तथा मशीनरी की लागत को मूल परियोजना लागत माना जाएगा। संयंत्र तथा मशीनरी की लागत के प्राक्कलन के प्रयोजन हेतु विद्युत उत्पादन कम्पनी अपने विद्युत-दर (टैरिफ) आवेदन में शीर्षवार निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय का (IEDC) विभाजन प्रस्तुत करेगी।

दो. जहां उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की स्थापना की जाती है वहां कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रारंभिक कल-पुर्जे हेतु मानदण्ड लागू होंगे।

अध्याय-5**अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की संगणना****(Computation of Additional Capital Expenditure)****23. मूल प्रावधानों के अन्तर्गत तथा पृथक्कृत तिथि तक अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalisation within the original scope and up to cut-off date) :**

23.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत, नवीन परियोजनाओं या फिर किसी विद्यमान परियोजना के संबंध में निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात पृथक्कृत तिथि तक किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को आयोग द्वारा निम्न मदों के अन्तर्गत युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन स्वीकार किया जा सकेगा :

- (एक) पृथक्कृत तिथि तक निष्पादित किये गये कार्यों हेतु स्वीकृत देयताओं के प्रति किये गये भुगतान हेतु ;
- (दो) वे कार्य जिन्हें निष्पादन हेतु स्थगित रखा गया हो ;
- (तीन) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत इन विनियमों के विनियम 22 के उपबन्धों के अध्यक्षीन प्रारंभिक पूंजीगत कलपुर्जों की अधिप्राप्ति (प्रोक्यूरमेंट) हेतु ;
- (चार) माध्यस्थम प्रकरण द्वारा पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में भुगतान ;
- (पांच) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में जिसे कार्य के मूल प्रावधानों के अधीन प्रदान नहीं किया गया है ;
- (छः) जल-विद्युत परियोजनाओं के बाधारहित तथा समयबद्ध विकास हेतु, विद्युत संयन्त्र के आस-पास के क्षेत्र में स्थानीय आधोसंरचना को विकसित करने हेतु किये गये व्यय को, जो रुपये 10 लाख/मेगावाट से अधिक न होगा, को पूंजीगत लागत का भाग माना जाएगा तथा यदि ऐसे कार्य को भारत सरकार द्वारा प्रदत्त बजटीय सहायता (budgetary support) के अन्तर्गत सम्मिलित किया जाता है तो ऐसे कार्यों के निधीयन (funding) को ऐसी निधि प्राप्त होने पर समायोजित किया जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसी निधि (fund) को केवल ऐसी दशा में ही

अनुज्ञेय किया जाएगा यदि इनका व्यय भारतीय शासन माध्यम (Indian Governmental Instrumentality) के माध्यम से किया जाता है ;
(सात) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं (Force Majeure events) :

परंतु परिसम्पत्तियों के किसी प्रतिस्थापन के प्रकरण में अतिरिक्त पूंजीकरण की गणना सकल स्थायी परिसम्पत्तियों (gross fixed assets) के समायोजन तथा अपूंजीकरण के कारण प्रतिस्थापित की गई परिसम्पत्तियों के संचयी अवक्षयण/अवमूल्यन (cumulative depreciation) के पश्चात् की जाएगी।

23.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी कार्यकाल के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत सम्मिलित किये गये परिसम्पत्तिवार/कार्यवार कार्यों के विवरण मय व्यय के प्राक्कलनों व किसी भविष्यगामी तिथि को भुगतानयोग्य मान्यताप्राप्त देयताओं के तथा निष्पादन हेतु स्थगित किये गये कार्यों के विवरण सहित विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु आवेदन के साथ संलग्न करते हुए प्रस्तुत करेगी।

24. मूल प्रावधानों के अन्तर्गत तथा पृथक्कृत तिथि के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization within the original scope and after the cut-off date) :

24.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत किसी विद्यमान परियोजना या फिर किसी नवीन परियोजना के संबंध में निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात् पृथक्कृत तिथि तक किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा निम्न मर्दों के अन्तर्गत युक्तियुक्त परीक्षण के अध्वधीन रहते हुए स्वीकार किया जा सकेगा :

- (एक) माध्यस्थम प्रकरण द्वारा पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में किया गया भुगतान ;
- (दो) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में जिसे कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत प्रदान न किया गया हो ;
- (तीन) राखड़ तालाब (Ash pond) कार्य या राखड़ हथालन प्रणाली (ash handling system) से संबंधित स्थगित कार्य या कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत राखड़ बांध (ash dyke) का निर्माण कार्य ;

- (चार) पृथक्कृत तिथि से पूर्व निष्पादित किये गये कार्यों से संबंधित स्वीकृत देयताओं हेतु किये गये भुगतान के बारे में ;
- (पांच) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं (force majeure events) : और
- (छः) पृथक्कृत तिथि के पश्चात मूल प्रावधान के अन्तर्गत निष्पादित कार्य जिन्हें आयोग द्वारा किये गये वास्तविक भुगतान की सीमा तक स्वीकार किया गया हो।

24.2 विद्यमान परियोजना के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत पृथक्कृत तिथि के पश्चात उपयोग में लाई जा रही परिसम्पत्तियों के प्रतिस्थापन के प्रकरण में आयोग द्वारा सकल स्थाई परिसम्पत्तियों में आवश्यक समायोजनों तथा संचयी अवमूल्यन के पश्चात् निम्न आधार पर युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन रहते हुए अतिरिक्त पूंजीकरण को स्वीकार किया जा सकेगा :

- (क) ऐसी परिसम्पत्तियां जिनका उपयोगी जीवनकाल परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के आनुषंगिक नहीं है तथा ऐसी परिसम्पत्तियों का इन विनियमों के उपबन्धों के अनुसार पूर्णतया अवमूल्यन/अवक्षयण (depreciation) कर दिया गया हो ;
- (ख) ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन यदि यह कानून में परिवर्तन या आकस्मिक विशेष परिस्थितियों के कारण आवश्यक हो ;
- (ग) ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन प्रौद्योगिकी के अप्रचलित (obsolescence) हो जाने के कारण आवश्यक हो गया हो ;
- (घ) आयोग द्वारा ऐसी परिसम्पत्ति या उपकरण के प्रतिस्थापन को अन्यथा भी अनुमति प्रदान की जा चुकी हो ; और
- (ङ) अतिरिक्त व्यय, संचालन एवं संधारण (O&M) व्ययों में सम्मिलित किये गये आवर्ती (recurring) व्ययों को छोड़कर, जो पट्टे की भूमि के पट्टे के नवीनीकरण के बारे में, प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर सन्निहित है :

परन्तु यह कि प्रौद्योगिकी के अप्रचलित (obsolescence) हो जाने के कारण, मूल प्रावधान के अधीन परिसम्पत्तियों के प्रतिस्थापन हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण के बारे में कोई भी दावा जो रु 20 लाख से कम हो को पूंजीगत लागत का भाग नहीं माना जाएगा तथा इसकी पूर्ति विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा मानदण्डीय संचालन तथा संधारण व्ययों के माध्यम से की जाएगी।

25. मूल प्रावधानों से परे अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization beyond the original scope) :

25.1 किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में निम्नलिखित कारणों से मूल प्रावधानों से परे किये गये पूंजीगत व्यय को पृथक्कृत तिथि के पश्चात आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के अधीन रहते हुए स्वीकार किया जा सकेगा :

- (क) माध्यस्थम प्रकरण द्वारा पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों अथवा आदेश के परिपालन में अथवा किसी न्यायालय द्वारा प्रसारित आदेश या आदेशित डिक्री के परिपालन में भुगतान ;
- (ख) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी प्रचलित कानून के परिपालन में ;
- (ग) आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबंधित घटनाएं (Force Majeure Events) :
- (घ) संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा तथा बचाव की आवश्यकता हेतु किए जाने संबंधी पूंजीगत व्यय जैसा कि राष्ट्रीय सुरक्षा/आन्तरिक सुरक्षा हेतु उत्तरदायी सांविधिक प्राधिकरणों के समुचित शासकीय माध्यम (Appropriate Government Instrumentality) द्वारा इसकी आवश्यकता के बारे में परामर्श दिया गया हो या निर्देशित किया गया हो ;
- (ङ) कार्य के मूल प्रावधानों के अतिरिक्त, प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर राखड़ तालाब (ash pond) या राखड़ हथालन प्रणाली (ash handling system) या राखड़ बांध (ash dyke) के निर्माण से संबंधित स्थगित कार्य :

परन्तु यदि नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण या फिर संचालन तथा संधारण (O&M) के अंतर्गत मरम्मत तथा अनुरक्षण कार्य (repairs and maintenance) के किसी व्यय का दावा किया जाए तो इस व्यय का दावा इस विनियम के अधीन नहीं किया जा सकेगा ;

- (च) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में मलजल उपचार संयंत्र (sewage treatment plant) से जल का उपयोग ;
- (छ) बाओमास सह-जलावन (Co-firing) हेतु समर्थता के लिये बाओमास हथालन प्रणाली (biomass handling system) और विद्युत उत्पादन केन्द्र के लचीले परिचालन (flexible operation) हेतु समर्थता के प्रति अपेक्षित कार्य जैसा कि वे वांछित हों ;

- (ज) कोयले के परिवहन से संबंधित कार्य हेतु रेलवे अधोसंरचना तथा इसके आवर्धन से संबंधित कार्य (किसी परिवहन लागत तथा अन्य कोई आनुषंगिक लागत को छोड़कर जिसका भुगतान रेलवे को किया गया हो) जिन्हें विनियम 23, 24 तथा 26 के अन्तर्गत सम्मिलित नहीं किया गया है परन्तु जिसका परिणाम बेहतर ईंधन प्रबन्धन के रूप में प्राप्त होगा तथा परिचालन लागतों में कमी के रूप में परिलक्षित हो सकते हैं, या फिर जिनके अन्य ठोस प्रलाभ प्राप्त होंगे :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन कम्पनी को ऐसे कार्यों के कार्यान्वयन से पूर्व ऐसी योजनाओं के विस्तृत लागत लाभ विश्लेषण (detailed cost benefit Analysis) के आधार पर अनिवार्य रूप से आयोग का अनुमोदन प्राप्त करना होगा।

- (झ) कोई भी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जो विद्युत उत्पादन केन्द्र के दक्ष संचालन हेतु आवश्यक हो गया है, जहां राष्ट्रीय कम्पनी कानून न्यायाधिकरण (NCLT) प्रक्रिया के माध्यम से अर्जित परियोजनाओं के प्रति अपेक्षित कार्यों को भी सम्मिलित किया गया है, वहां प्रस्तुत दावे को तकनीकी औचित्य (technical justification) तथा लागत-प्रलाभ विश्लेषण के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।
- (ञ) अतिरिक्त पूंजीकरण से संबंधित रुपये 20 लाख से कम राशि के किसी भी दावे पर इन विनियमों के विनियम 25.1 के अधीन विचार नहीं किया जाएगा तथा इसकी पूर्ति मानदण्डीय संचालन एवं संधारण व्ययों से की जाएगी।

25.2 किसी विद्युत उत्पादन कम्पनी की परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण के प्रकरण में, अपूंजीकरण की तिथि की स्थिति में, ऐसी परिसम्पत्ति की मूल लागत को सकल स्थाई परिसम्पत्ति तथा तत्संबंधी ऋण के साथ-साथ पूंजी को भी क्रमशः बकाया ऋण राशि तथा पूंजी की राशि में से उक्त वर्ष के दौरान जब ऐसा अपूंजीकरण घटित हो, मय ऋण के संचयी अवक्षयण तथा संचयी अदायगी के जिसके अन्तर्गत यथोचित तौर पर उक्त वर्ष को मानकर जब इसका पूंजीकरण किया गया हो, पर विचार करते हुए घटाया जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसे प्रकरणों में जहां कोई परिसम्पत्ति जो किसी योजना का भाग हो जहां ऐसी परिसम्पत्ति का ऐतिहासिक मूल्य उपलब्ध न हो वहां अपूंजीकरण के मूल्य की संगणना नवीन परिसम्पत्ति के मूल्य घटोत्री (de-escalation) द्वारा नवीन परिसम्पत्ति के मूल्य के 5% प्रति वर्ष की दर से पुरानी परिसम्पत्ति के पूंजीकरण के वर्ष तक की जाएगी जो परिसम्पत्ति की प्रतिस्थापन

लागत के न्यूनतम 10% के अध्यक्षीन रहते हुए होगी।

26. अक्रियाशील करना (De-commissioning) :

किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के प्रकरण में, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (CEA) या किसी अन्य सांविधिक प्राधिकरण (statutory authority) द्वारा यह प्रमाणित किये जाने पर कि परिसम्पत्ति परिचालन के अयोग्य है या इसे पर्यावरणीय कारणों से या सुरक्षा संबंधी समस्याओं के कारण, या प्रणाली उन्नयन (system upgradation) या फिर उपरोक्त कारणों के संयोजन से भी प्रतिस्थापित किये जाने की आवश्यकता है जिस हेतु विद्युत उत्पादन कम्पनी उत्तरदायी नहीं है, वहां अवसूल अवमूल्यन मूल्य (unrecovered depreciation value) की वसूली प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर वास्तविक उपादेय मूल्य (salvage value) या नकदीकरण मूल्य (realization value) इनमें जो भी अधिक हो, ऐसी परियोजना के समापन पर्यन्त वसूल किये जाने की अनुमति प्रदान की जा सकती है :

परन्तु यह कि वसूली की रीति, किस्तों की संख्या जिसके माध्यम से अवसूल अवमूल्यन को अनुज्ञेय किया जाएगा को प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि ऐसी वसूली से संबद्ध किसी विलंब के लिये वहन लागत (Carrying Cost) अनुज्ञेय नहीं की जाएगी।

27. नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization on account of Renovation and Modernisation) :

27.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी जो विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई की विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु मूल रूप से मान्य उपयोगी जीवनकाल के उपरान्त उसके विस्तार हेतु इच्छुक हो, वह नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के प्रयोजन से आयोग के समक्ष एक याचिका प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ, एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन (Detailed Project Report) प्रस्तुत करेगी जिसमें उसका सम्पूर्ण उद्देश्य, औचित्य, लागत-लाभ विश्लेषण (cost-benefit analysis), किसी संदर्भ तिथि (reference date) से जीवनकाल की अनुमानित वृद्धि, वित्तीय समुच्चय (financial package), व्यय की चरणबद्धता, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, संदर्भ मूल्य स्तर (reference price level), कार्य पूर्ण करने संबंधी अनुमानित लागत मय विदेशी मुद्रा घटक (foreign exchange component) के, यदि कोई हो, तथा अन्य कोई जानकारी जिसे विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रासंगिक माना जाए, संलग्न करेगी :

परन्तु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु आवेदन प्रस्तुत करने वाली विद्युत उत्पादन कम्पनी को इन विनियमों के विनियम 28 के अन्तर्गत विशेष छूट

(special allowance) की पात्रता नहीं होगी :

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी जो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण कार्य का दायित्व लेने की इच्छुक हो, को हितग्राहियों/लाभार्थियों से ऐसे नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु सहमति प्राप्त करना आवश्यक होगा तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों की प्रतिक्रिया को याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

27.2 जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (renovation and modernization) के अनुमोदन हेतु कोई आवेदन (प्रस्ताव) प्रस्तुत करती हो, वहां ऐसे प्रकरण में प्रस्ताव का अनुमोदन लागत-प्राक्कलनों (cost estimates), वित्तीय प्रबंध योजना (financing plan), कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण के दौरान ब्याज के युक्तियुक्त होने, दक्ष प्रौद्योगिकी के प्रयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, जीवनकाल के विस्तार की प्रत्याशित अवधि, हितग्राहियों/लाभार्थियों की प्रतिक्रिया तथा ऐसे अन्य कारकों पर, जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएं, यथोचित विचारोपरान्त किया जाएगा।

27.3 आधुनिकीकरण तथा नवीनीकरण (R&M) कार्य पूर्ण करने के पश्चात्, विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर के अवधारण हेतु याचिका प्रस्तुत करेगी। वास्तविक रूप से किया गया व्यय अथवा किये जाने वाला प्रक्षेपित व्यय जिसे आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् स्वीकार किया गया हो तथा मूल परियोजना लागत से पूर्व वसूल किए गए संचित अवमूल्यन (accumulated depreciation) को घटाकर प्राप्त किया गया हो, विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगा।

28. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु विशेष रियायत (Special Allowance for Coal-based Thermal Generating Station) :

28.1 किसी कोयला-आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी, नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण संबंधी प्रावधान का लाभ उठाने के बजाय व्ययों की आवश्यकता की पूर्ति हेतु क्षतिपूर्ति के रूप में, जिनमें विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी इकाई के उसके उपयोगी जीवनकाल के पश्चात् उसके नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु प्रावधान भी शामिल है, इस विनियम में निर्दिष्ट किये गये अनुसार "विशेष रियायत" की सुविधा प्राप्त करने का विकल्प ले सकेगी तथा ऐसी परिस्थिति में पूंजीगत लागत ऊर्ध्वगामी पुनरीक्षण (upward revision) को शामिल नहीं किया जाएगा तथा प्रयोज्य परिचालन मानदण्डों को शिथिल नहीं किया जाएगा परन्तु वार्षिक स्थाई लागत में विशेष रियायत सम्मिलित की जाएगी। उपरोक्त उल्लेखित व्यय, किसी विद्युत

उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 25 वर्ष की अवधि पूर्ण होने के पश्चात विनियम, 23, 24, 25 तथा 26 के अन्तर्गत सम्मिलित किसी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय से संबद्ध हैं, परन्तु कानून में परिवर्तन, माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय, किसी सांविधिक प्राधिकरण के दिशा-निर्देशों का अनुपालन, किसी न्यायालय द्वारा पारित आदेश या आदेशित डिक्री के पालन में भुगतान तथा आकस्मिक विशेष परिस्थितियों से संबद्ध प्रकरणों को छोड़कर :

परन्तु इस प्रकार का विकल्प किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या इसकी किसी इकाई (यूनिट) हेतु उपलब्ध न होगा जिसके लिए नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी कार्य का दायित्व वहन किया गया हो तथा आयोग द्वारा व्यय का अनुमोदन इन विनियमों को लागू किये जाने के पूर्व किया गया हो या फिर किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा इकाई हेतु जो अपेक्षाकृत कम क्षमता पर अथवा शिथिल परिचालन तथा निष्पादन मानदण्डों के अनुसार कार्य कर रही हो :

परन्तु यह और कि विशेष रियायत (special allowance) ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भी उपलब्ध रहेगी जिसके द्वारा विद्युत-दर अवधि 2013-14 से 2015-16 अथवा 2016-17 से 2018-19 या 2019-20 से 2023-24 के दौरान विशेष रियायत प्राप्त की गई हो जैसा कि यह उपयोगी जीवनकाल की समापन की तिथि से लागू हो।

28.2 टैरिफ अवधि 2024-29 हेतु विशेष रियायत की दर रु. 10.75 लाख प्रति मेगावाट प्रति वर्ष होगी।

28.3 आयोग द्वारा विशेष रियायत (special allowance) स्वीकृत किए जाने की दशा में विशेष रियायत से व्यय किए जाने या उसका उपयोग किए जाने पर इसका विवरण विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा पृथक् से संधारित किया जाएगा तथा इससे संबंधित विवरण आयोग को उसके द्वारा ऐसे व्यय के बारे में सत्यापन के समय प्रस्तुत करने होंगे :

परन्तु यह कि विशेष रियायत को सत्यापन के अध्याधीन रहते हुए, वर्ष के दौरान वास्तविक व्यय के आधार पर अनुज्ञेय किया जाएगा। उपयोग न की गई राशि (unutilized amount) को नियंत्रण अवधि हेतु यदि कोई हो तो उसे नियंत्रण अवधि ही के भीतर आगामी वित्तीय वर्ष को आगे बढ़ा दिया (carry forward) जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि उपयोग न की गई राशि को विद्युत-दर (टैरिफ) में नियंत्रण अवधि के अंतिम वित्तीय वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2028-29

में सत्यापन के समय समायोजित किया जाएगा :

- 28.4** इस विनियम के अन्तर्गत स्वीकृत की गई विशेष रियायत (special allowance) विनियम 28.1 के अनुसार नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (Renovation and Modernization) गतिविधियों तथा अतिरिक्त पूंजीकरण को अन्तर्गत की जाएगी और किया गया व्यय या उपयोग विशेष रियायत (Special Allowance) का गठन करेगा तथा आयोग द्वारा निर्देशित किये जाने पर उसे इसका विवरण उपलब्ध कराना होगा।

29. पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards) :

- 29.1** विद्युत उत्पादन कम्पनी जिसके द्वारा पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र में अतिरिक्त पूंजीगत व्यय किया जाना अपेक्षित है, उसे अपना प्रस्ताव हितग्राहियों/लाभार्थियों के साथ साझा करना होगा तथा इस प्रकार के अतिरिक्त पूंजीकरण को वहन करने हेतु एक याचिका आयोग के समक्ष दाखिल करनी होगी।
- 29.2** उपरोक्त खण्ड के अन्तर्गत प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (CEA) द्वारा यथाप्रस्तावित प्रौद्योगिकी के विवरण, कार्य का विस्तार क्षेत्र, व्यय की चरणबद्धता (phasing), कार्य पूर्ण करने का कार्यक्रम, कार्य पूर्ण करने की अनुमानित लागत मय इसके विदेशी मुद्रा घटक (foreign exchange component) के, यदि कोई हो, हितग्राहियों/लाभार्थियों पर विद्युत-दर का निर्देशात्मक प्रभाव तथा अन्य कोई जानकारी जिसे विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रासंगिक समझा जाए, सम्मिलित की जाएगी।
- 29.3** जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुमोदन हेतु आवेदन प्रस्तुत करती हो वहां लागत प्राक्कलनों, वित्त प्रबंध योजना, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण कार्य के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग तथा ऐसे अन्य कारक जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएं, आयोग यथोचित विचार किये जाने के पश्चात् प्रस्ताव को अनुमोदन प्रदान करेगा।
- 29.4** पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को कार्यान्वित किये जाने के पश्चात्, विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु एक याचिका दाखिल करेगी। किया गया कोई व्यय या जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो तथा आयोग द्वारा लागत के युक्तियुक्त होने तथा परिचालन मानदण्डों के प्रभाव के मूल्यांकन के आधार पर स्वीकार किया गया हो, विद्युत-दर अवधारण का आधार बनेगा।

29.5 उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के कारण अनुन्मुक्त देयता (undischarged liability), यदि कोई हो, को उक्त वर्ष के दौरान जब इसे मुक्त किया जाए, युक्तियुक्त परीक्षण के अधीन रहते हुए, अतिरिक्त पूंजीकरण के रूप में अनुज्ञेय की जाएगी।

30. अस्थाई विद्युत का विक्रय (Sale of Infirm Power) :

अस्थाई विद्युत (infirm power) की आपूर्ति को विचलन के रूप में लेखांकित किया जाएगा तथा इसका भुगतान क्षेत्रीय/राज्य विचलन व्यवस्थापन निधि लेखा (regional/state deviation settlement fund accounts) से केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामलों के संबंध में समय-समय पर यथासंशोधित विनियम "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2022" या किसी अनुवर्ती पुनर्अधिनियमन (re-enactment) के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु अस्थाई विद्युत के प्रदाय द्वारा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व को ईंधन से संबंधित व्ययों के लेखांकन पश्चात इसका अनुप्रयोग तदनुसार पूंजीगत लागत के समायोजन द्वारा किया जाएगा।

31. ऋण-पूंजी अनुपात (Debt-Equity Ratio) :

31.1 नवीन परियोजनाओं हेतु ऋण : पूंजी अनुपात वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में 70:30 माना जाएगा। यदि वास्तविक रूप से निवेश की गई पूंजी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो तो 30 प्रतिशत से अधिक पूंजी को मानदण्डीय ऋण (normative loan) माना जाएगा:

परन्तु यह कि :

- (क) जहां निवेश की गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु वास्तविक पूंजी को ही मान्य किया जाएगा,
- (ख) विदेशी मुद्रा में निवेश की गई पूंजी को प्रत्येक तिथि को भारतीय रुपयों में नामोद्दिष्ट किया जाएगा, और
- (ग) ऋण : पूंजी अनुपात के प्रयोजन से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को पूंजीगत संरचना (capital structure) का भाग नहीं माना जाएगा।

व्याख्या : अधिमूल्य (premium), यदि कोई हो, जिसका उद्वहन विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा परियोजना के निधीयन हेतु किया गया हो बाबत शेयर पूंजी जारी करते समय तथा आन्तरिक संसाधनों के निवेश

हेतु जिसका सृजन मुक्त सुरक्षित निधि में से किया गया हो, को पूंजी पर प्रतिलाभ केवल उसी दशा में की गई गणना हेतु प्राप्त की गई पूंजी के रूप माना जाएगा यदि ऐसी अधिमूल्य राशि तथा आन्तरिक संसाधनों को विद्युत उत्पादन केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु वास्तविक रूप से उपयोग में लाया गया हो।

31.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आन्तरिक स्रोतों से निधि के निषेचन (infusion) के संबंध में कम्पनी के संचालक मण्डल के संकल्प के अनुमोदन तथा अन्य प्रकरणों में समुचित प्राधिकरण के अनुमोदन को उपयोग किये गये या जिसे विद्युत उत्पादन केन्द्र के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु उपयोग किया जाना प्रस्तावित किया गया हो, प्रस्तुत किया जाएगा।

31.3 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र को दिनांक 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो वहां आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2024 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु अनुमोदित ऋण-पूंजी अनुपात को विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु माना जाएगा :

परन्तु किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जिसके द्वारा दिनांक 01.04.2024 को या टैरिफ अवधि 2024-29 के दौरान अपना उपयोगी जीवनकाल पूर्ण कर लिया जाए, यदि दिनांक 01.04.2024 की स्थिति में वास्तविक रूप से लगाई गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो तो 30 प्रतिशत से अधिक की पूंजी पर विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु विचार नहीं किया जाएगा।

31.4 ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र को दिनांक 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो परन्तु जहां आयोग द्वारा दिनांक 31.3.2024 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु ऋण : पूंजी के अनुपात का निर्धारण न किया गया हो, वहां आयोग द्वारा ऋण : पूंजी अनुपात का अनुमोदन इस विनियम के विनियम 31.1 के अनुसार किया जाएगा।

31.5 दिनांक 1.4.2024 को या उसके पश्चात किया गया व्यय या वह जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो जैसा कि आयोग द्वारा इसे विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में स्वीकृत किया जाए, वहां जीवनकाल की वृद्धि हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण व्यय को इस विनियम के विनियम 31.1 में निर्दिष्ट की गई विधि के अनुसार सेवाकृत (serviced) किया जाएगा।

31.6 विद्युत-दर (टैरिफ) की अवधि के दौरान उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (emission control system) हेतु किया गया कोई भी व्यय जैसा कि वह आयोग द्वारा अनुपूरक विद्युत-दर (supplementary Tariff) के अवधारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में स्वीकार किया जाए, को इस विनियम के विनियम 31.1 में निर्दिष्ट की गई रीति के अनुसार सेवाकृत (serviced) किया जाएगा।

अध्याय-6

वार्षिक स्थाई लागत के संघटक (Components of Annual Fixed Cost)

32. पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on Equity) :

32.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की संगणना रूपयों में, इन विनियमों के विनियम 31 के अनुसार अवधारित पूंजी आधार (equity base) पर की जाएगी।

32.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की संगणना ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 15.50 प्रतिशत की आधार दर (Base Rate) पर जबकि उद्वहन संग्रहण (Pump Storage) जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा नदी बहाव प्रकार के विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मय जलाशय (pondage) के 16.50 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी:

परन्तु यह कि अतिरिक्त पूंजीकरण (additional capitalization) के संबंध में, मूल प्रावधानों के परे, उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण, कानून में परिवर्तन तथा विशेष आकस्मिक परिस्थिति को सम्मिलित करते हुए के बारे में पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना वर्ष की एक अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की एकल-वर्षीय निधि आधारित ऋण प्रदाय दर की उपान्तिक लागत (MCLR) और 350 आधार बिन्दुओं के योग से प्राप्त की गई आधार दर (base rate) पर, 14% की उच्चतम सीमा के अध्यधीन रहते हुए की जाएगी।

परन्तु आगे यह कि :

(एक) किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में, नवीन परियोजना के प्रतिलाभ की दर में उक्त अवधि के लिये जैसा कि इस बारे में आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए, 1.00 प्रतिशत की कमी कर दी जाएगी यदि तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र (RLDC)/राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) द्वारा प्रस्तुत प्रतिवेदन के अनुसार विद्युत उत्पादन केन्द्र को दो पद्धतियों, अर्थात् परिचालन की नियंत्रित नियामक पद्धति (Restricted Governor Made Operation-RGMO) या परिचालन की मुक्त नियामक पद्धति (Free Governor Mode Operation-FGMO) में से किसी एक को, आंकड़ा दूरमापी (data telemetry), भार प्रेषण केन्द्र तक दूरसंचार प्रणाली या संरक्षण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत क्रियाशील किये बगैर घोषित किया जाना पाया जाए ;

(दो) किसी विद्यमान विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जहां तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र (RLDC)/राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) द्वारा प्रस्तुत किये

गये प्रतिवेदन के अनुसार उपरोक्त आवश्यकताओं में कमी होना पाया जाए वहां पूंजी पर प्रतिलाभ की उक्त अवधि जिस हेतु कमी पाया जाना जारी रहता हो, में एक प्रतिशत दर की कमी कर दी जाएगी।

(तीन) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, :

(क) पूंजी पर प्रतिलाभ की दर को 0.25% कम कर दिया जाएगा यदि वह ढाल दर (ramp rate) को समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 में निर्दिष्ट अनुसार प्राप्त करने में विफल रहता हो ;

(ख) 0.50% की प्रति मिनट प्रत्येक धनात्मक ढाल दर (incremental ramp rate) पर 0.125% की पूंजी पर प्रतिलाभ की अतिरिक्त दर अनुज्ञेय की जाएगी जो केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट ढाल दर से अधिक होगी तथा 1.00% के पूंजी पर प्रतिलाभ अतिरिक्त दर की उच्चतम सीमा के अध्यधीन होगी :

33. पूंजी पर प्रतिलाभ पर कर (Tax on Return on Equity) :

33.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की आधार दर (base rate) जैसा कि आयोग द्वारा इसे इन विनियमों के विनियम 32 में अनुज्ञेय किया गया है, को तत्संबंधी वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ सकलबद्ध किया जाएगा। इस प्रयोजन से, आने वाले वर्षों के लिये विद्युत-दर के अवधारण के समय प्रभावी कर दर पर विचार आयोग के युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यधीन रहते हुए अन्तिम वार्षिक अंकक्षित लेख के अनुसार वास्तविक रूप से किए गये भुगतान के आधार पर माना जाएगा :

परन्तु यह कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115JB के अधीन न्यूनतम वैकल्पिक कर (Minimum Alternate Tax-MAT) का भुगतान किया जा रहा हो तो प्रभावी कर दर न्यूनतम वैकल्पिक कर दर, अधिभार (surcharge) तथा उपकर (cess) को सम्मिलित करते हुए होगी :

परन्तु आगे यह और कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी ने धारा 115 BAA हेतु विकल्प प्रस्तुत किया हो तो प्रभावी कर दर (tax rate), अधिभार तथा उपकर को सम्मिलित करते हुए होगी, जैसा कि आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115 BAA के अधीन निर्दिष्ट किया गया है।

33.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की दर की गणना को तीन दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांकित

किया जाएगा तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$\text{पूँजी पर पूर्व-कर प्रतिलाभ की दर} = \text{आधार दर (Base Rate)} / (1-t)$$

जहां 't' इन विनियमों के विनियम 33.1 के अनुसार प्रभावी कर दर है।

33.3 प्रत्येक वित्तीय वर्ष हेतु प्रभावी कर दर का सत्यापन (true-up) वास्तविक भुगतान किये गये कर मय कोई अतिरिक्त कर मांग पर, उस पर ब्याज राशि को सम्मिलित करते हुए, पर आधारित होगा, जिसे यथोचित कर पर देय किसी प्रत्यर्पण (रिफंड) द्वारा समायोजित किया जाएगा, जिसमें किसी वित्तीय वर्ष की वास्तविक सकल आय पर टैरिफ अवधि वित्तीय वर्ष 2024-29 से संबंधित आयकर प्राधिकरणों से प्राप्त ब्याज राशि को भी सम्मिलित किया जाएगा। इसके अतिरिक्त, विद्युत उत्पादन कम्पनी हेतु वास्तविक भुगतान किये गये कर की गणना करते समय जमा की गई कम राशि पर किसी विलंब से उद्भूत किसी अर्थदण्ड पर विचार नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह कि आय पर वास्तविक रूप से की गई कर भुगतान की राशि पूँजी पर प्रतिलाभ घटक पर कर तक ही सीमित होगी :

परन्तु यह आगे यह और कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी धारा 115 JB के अधीन न्यूनतम वैकल्पिक कर (Minimum Alternate Tax-MAT) का भुगतान कर रही हो तो कर दर का सत्यापन प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अन्त में पूँजी पर प्रतिलाभ की दर को सकलबद्ध करते हुए, मय प्रत्योज्य MAT दर के, अधिभार तथा उपकर को सम्मिलित करते हुए किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी धारा 115 BAA के अधीन कर का भुगतान कर रही हो तो विद्युत उत्पादन कम्पनी प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अन्त में पूँजी पर प्रतिलाभ की सकलबद्ध दर (grossed up rate) को कर दर (tax rate) के साथ मय धारा 115 BAA के अधीन निर्दिष्ट अधिभार तथा उपकर को सम्मिलित करते हुए सत्यापन करेगी :

परन्तु यह और भी कि सत्यापन के पश्चात् पूँजी पर प्रतिलाभ पर सकलबद्ध दर (grossed up rate) पर कम-वसूली (under-recovery) तथा अधिक-वसूली (over recovery) की राशि को वर्ष-दर-वर्ष आधार पर हितग्राहियों/लाभार्थियों से वसूल (recover) किया जाएगा या प्रत्यर्पण (refund) किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा स्वयं को किसी अन्य विनियमित (regulated) या अ-विनियमित (unregulated) व्यापार या अन्य व्यापार में संलग्न किया गया हो तो अन्य विनियमित या अ-विनियमित

व्यापार या अन्य व्यापार पर भुगतान की गई वास्तविक कर राशि को प्रभावी कर दर गणना में सम्मिलित नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा एक निगमित विधिक इकाई (corporate legal entity) होने के कारण आय कर का भुगतान न किया गया हो तो प्रभावी आयकर दर को "शून्य" माना जाएगा।

34. अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation) :

34.1 अवमूल्यन/अवक्षयण (depreciation) की संगणना किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में उसकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से की जाएगी। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों की विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रकरण में जिनके लिए एकल विद्युत-दर अवधारण किया जाना आवश्यक हो, वहां अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रभावी प्रचालन तिथि से वैयक्तिक इकाइयों के अवमूल्यन पर विचार करते हुए की जाएगी :

परन्तु वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तिथि की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों जिनकी एकल विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित किया जाना अपेक्षित हो, के बारे में यह कार्यवाही वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा स्थापित क्षमता पर विचार करते हुए की जाएगी।

34.2 अवमूल्यन की गणना के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार (value base) आयोग द्वारा स्वीकृत परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत होगा। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की बहुविध इकाइयों के प्रकरण में, विद्युत उत्पादन केन्द्र के भारित औसत जीवनकाल का अनुप्रयोग किया जाएगा। अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभारित किया जाएगा। किसी परिसम्पत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के किसी भाग के प्रकरण में अवमूल्यन को आनुपातिक आधार (pro-rata basis) पर प्रभारित किया जाएगा।

34.3 परिसम्पत्ति का उपादेय मूल्य (salvage value) 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा अवमूल्यन को परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत (Capital Cost) के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में उपादेय मूल्य, विकासकों द्वारा राज्य सरकार के साथ विद्युत उत्पादन केन्द्र के विकास हेतु निष्पादित लिखित अनुबन्ध, यदि कोई हो, में किये गये प्रावधान अनुसार होगा :

परन्तु आगे यह और कि जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र की परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत हासित मूल्य की गणना के प्रयोजन से विनियमित

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसार दीर्घ-अवधि विद्युत क्रय अनुबन्ध के अधीन विद्युत विक्रय के प्रतिशत से तत्संबंधी होगी :

परन्तु यह और भी कि विद्युत उत्पादन केन्द्र या विद्युत उत्पादन इकाई की न्यून उपलब्धता के कारण अस्वीकार किए गए अवमूल्यन की वसूली को इसके उपयोगी जीवनकाल या विस्तारित जीवनकाल के दौरान बाद में किसी प्रक्रम पर अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण (IT Equipment) तथा सॉफ्टवेयर के उपादेय मूल्य को शून्य माना जाएगा तथा परिसम्पत्तियों के शत प्रतिशत मूल्य को अवमूल्यनयोग्य (depreciable) माना जाएगा।

34.4 पट्टे पर ली गई भूमि के अतिरिक्त किसी भी भूमि को तथा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जलाशय से संबंधित भूमि को अवमूल्यनयोग्य परिसम्पत्ति नहीं माना जाएगा तथा परिसम्पत्ति के अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना करते समय इसकी लागत को पूंजीगत लागत से अलग रखा जाएगा।

34.5 विद्युत उत्पादन केन्द्र की परिसम्पत्तियों हेतु अवमूल्यन की गणना प्रति वर्ष 'नियत किस्त पद्धति (Straight Line Method)' के आधार पर इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में विनिर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रभावी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 12 वर्ष की अवधि के पश्चात् उक्त वित्तीय वर्ष की 31 मार्च को लेखा समापन होने पर अवशेष अवमूल्यित मूल्य (depreciable value) को परिसम्पत्तियों के अवशेष उपयोगी जीवनकाल में प्रसारित कर दिया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि विद्यमान जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी हितग्राहियों/लाभार्थियों की सहमति से विद्युत-दर के अग्र-भारण (front loading) को घटाने के लिये इन विनियमों के परिशिष्ट-एक तथा परिशिष्ट-दो में विनिर्दिष्ट दर से कम दर पर अवमूल्यन को प्रभारित कर सकेगी।

34.6 नवीन परियोजनाओं हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र की परिसम्पत्तियों हेतु अवमूल्यन की गणना प्रति वर्ष 'नियत किस्त पद्धति (Straight Line Method)' तथा इन विनियमों के परिशिष्ट-दो में निर्दिष्ट दरों पर की जाएगी :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रभावी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 15 वर्ष की अवधि के पश्चात् उक्त वित्तीय वर्ष की 31 मार्च को लेखा समापन होने पर अवशेष अवमूल्यित मूल्य (depreciable value) को परिसम्पत्तियों

के अवशेष उपयोगी जीवनकाल में प्रसारित कर दिया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि नवीन जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में विद्युत उत्पादन कम्पनी हितग्राहियों/लाभार्थियों की सहमति से विद्युत-दर के अग्र-भारण (front loading) को घटाने के लिये परिशिष्ट-दो में विनिर्दिष्ट दर से कम दर पर अवमूल्यन को प्रभारित कर सकेंगी।

- 34.7** विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, दिनांक 1.4.2024 की स्थिति में अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना परिसम्पत्तियों के सकल अवमूल्यनयोग्य मूल्य जैसा कि आयोग द्वारा इसे दिनांक 31.3.2024 तक स्वीकार किया गया हो, में से संचयी अवमूल्यन (cumulative depreciation) को घटाकर की जाएगी।
- 34.8** विद्युत उत्पादन कम्पनी परियोजना के उपयोगी जीवनकाल पूर्ण होने से पूर्व पांच वर्षों के दौरान उपगत पूंजीगत व्यय के विवरण मय औचित्य तथा प्रस्तावित जीवनकाल के विस्तार बाबत प्रस्तुत करेगी। आयोग ऐसे प्रस्तुतिकरण के युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अवमूल्यन का अनुमोदन विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के अवशेष परिचालनयोग्य जीवनकाल के दौरान अथवा पन्द्रह वर्ष, इनमें जो भी कम हो अवमूल्यन योग्य मूल्य के प्रसारण का अनुमोदन करेगी।
- 34.9** किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा इसकी किसी इकाई से संबंधित परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण (de-capitalization) के प्रकरण में, संचयी अवमूल्यन (cumulative depreciation) को उपयोगी सेवाओं के दौरान अपूंजीकृत परिसम्पत्ति द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) में वसूल किए गए अवमूल्यन को ध्यान में रखकर समायोजित किया जाएगा।
- 34.10** जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र के कार्य की मूल विस्तार क्षेत्र की सीमा के भीतर उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली क्रियान्वित की जाती हो तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि एक समान हो वहां विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई का अवमूल्यन/अवक्षयण, उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली को सम्मिलित करते हुए, की गणना इस विनियम के विनियमों 34.1 से 34.9 के अनुसार की जाएगी।
- 34.11** किसी विद्यमान या नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई की उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली का अवमूल्यन/अवक्षयण जहां उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि (date of operation) विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात् घटित हो, की गणना प्रति वर्ष ऐसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि से 'नियत पद्धति (Straight Line Method)' के अनुसार इन विनियमों के परिशिष्ट-एक में निर्दिष्ट दरों पर

की जाएगी :

परन्तु यह कि वर्ष के 31 मार्च की स्थिति में लेखा समापन के पश्चात् अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य को ऐसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि से 12 वर्ष के पश्चात् अवशेष 13 वर्ष की अवधि या उत्पादन केन्द्र की अवशेष परिचालन जीवनकाल की अवधि, इनमें से जो भी कम हो, हेतु प्रसारित किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि यदि उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की परिचालन तिथि (Date of Operation) विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन से 20 वर्ष बाद घटित होना अपेक्षित हो परन्तु जो विद्युत उत्पादन केन्द्र के उपयोगी जीवनकाल पूर्ण होने से पूर्व हो तो उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (ECS) के अवमूल्यन की गणना प्रति वर्ष ऐसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि से 'नियत किस्त पद्धति (Straight Line Method)' के आधार पर मय 10% उपादेय मूल्य (Salvage value) के की जाएगी तथा अवमूल्यनयोग्य मूल्य (depreciable Value) की वसूली विद्युत उत्पादन केन्द्र के परिचालन जीवनकाल तक की जाएगी।

- 34.12** यदि उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवनकाल पूर्ण होने के पश्चात् घटित होना अपेक्षित हो तो उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के अवमूल्यन की गणना प्रति वर्ष ऐसी उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की प्रचालन तिथि से 'नियत किस्त पद्धति (Straight Line Method)' के आधार पर मय 10% उपादेय मूल्य (Salvage Value) के की जाएगी तथा इसकी वसूली 10 वर्ष की अवधि में या फिर विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों की परस्पर सहमति के अनुसार सम्मत अवधि के आधार पर, इनमें से जो भी उच्चतम हो, के अनुसार की जाएगी।

35 ऋण पूंजी पर ब्याज (Interest on Loan Capital) :

- 35.1** इन विनियमों के विनियम 31 में दर्शाई गई रीति के अनुसार, गणना किये गये ऋण पर ब्याज सकल मानदण्डीय ऋण (gross normative loan) माने जाएंगे।
- 35.2** दिनांक 1.4.2024 की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋणों की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2024 तक स्वीकार किये गये सकल मानदण्डीय ऋण में से संचयी अदायगी (cumulative repayment) को घटाकर की जायेगी।
- 35.3** विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष हेतु अदायगी को तत्संबंधी वर्ष या अवधि हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के बराबर माना जाएगा।

परिसम्पत्तियों के अपूँजीकरण (de-capitalization) से संबंधित प्रकरण में, अदायगी का समायोजन संचयी अदायगी द्वारा आनुपातिक आधार पर (pro-rata basis) किया जाएगा तथा यह समायोजित राशि ऐसी परिसम्पत्ति के बारे में अपूँजीकरण तिथि तक वसूल की गई संचयी अवमूल्यन (cumulative depreciation) राशि से अधिक न होगी।

35.4 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा भले ही किसी विलम्बकाल अवधि (moratorium period) का लाभ उठाया गया हो, ऋण की अदायगी (repayment of loan) को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही माना जाएगा तथा यह वर्ष अथवा उसके किसी भाग हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

35.5 ब्याज की दर, ब्याज की भारित औसत दर (weighted average rate of interest) के बराबर होगी, जिसकी गणना वास्तविक ऋण श्रेणी (actual loan portfolio) या आवंटित ऋण श्रेणी (allocated loan portfolio) के आधार पर पूँजीकृत किए गए ब्याज हेतु समुचित लेखांकन समायोजन प्रदान करते हुए ब्याज की संदर्भ दर (Reference rate of Interest) की उच्चतम सीमा (ceiling) या 14% इनमें से जो भी कम हो, के अनुसार की जाएगी :

परन्तु यह कि यदि किसी विशिष्ट वर्ष हेतु कोई वास्तविक ऋण लंबित न हो परन्तु मानदण्डीय ऋण अभी भी बकाया हो तो ऐसी दशा में अन्तिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि यदि विद्युत उत्पादन केन्द्र के विरुद्ध वास्तविक ऋण लंबित न हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादन कंपनी की ऋण श्रेणी (loan portfolio) को समग्र रूप से भारित औसत ब्याज दर के अनुसार माना जाएगा।

परन्तु यह और भी कि यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी के विरुद्ध कोई वास्तविक ऋण प्रचलित न हो तो ऋण हेतु ब्याज को भारतीय स्टेट बैंक एकल-वर्षीय MCLR, जैसा कि वह सुसंबद्ध वित्तीय वर्ष के एक अप्रैल को प्रयोज्य हो, माना जाएगा।

35.6 उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की स्थापना हेतु ऋण पर ब्याज की दर जिसे विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात् क्रियाशील (commission) किया गया हो, उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली की वास्तविक ऋण श्रेणी (portfolio) की भारित औसत दर होगी तथा वास्तविक ऋण श्रेणी के अभाव में समग्र रूप से विद्युत उत्पादन कम्पनी की भारित औसत

ब्याज दर होगी जो संदर्भ ब्याज दर (Reference Rate of Interest) की उच्चतम सीमा या 14%, इनमें से जो भी कम हो, के अधीन रहते हुए होगी।

- 35.7** ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानदण्डीय औसत ऋण पर भारित औसत ब्याज दर (weighted average rate of interest) की प्रयुक्ति द्वारा की जाएगी।
- 35.8** ऋणों की निबन्धन एवं शर्तों में परिवर्तन को इस प्रकार की पुनर्वित्त पूर्ति (re-financing) की तिथि से प्रतिबिंबित किया जाएगा।

36. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

- 36.1** ताप तथा जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु किसी प्रदत्त विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के लिए प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों में निर्दिष्टानुसार मानदण्डीय संचालन एवं संधारण व्ययों के आधार पर किया जाएगा। ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों को ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए जिन्हें दिनांक 31.03.2012 को या इसके पूर्व क्रियाशील किया गया हो तथा विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए जिन्हें दिनांक 01.04.2012 को या तत्पश्चात् क्रियाशील किया गया हो, पृथक् से निर्दिष्ट किया गया है।

- 36.2** कर्मचारी व्ययों, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्ययों और प्रशासनिक तथा सामान्य व्ययों से संबंधित लागत घटकों (cost components) पर उपरोक्त विनियमों के विनियम 37.1 तथा 37.2 के अनुसार विचार किया गया है। दिनांक 1.4.2012 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन हेतु क्रियाशील किये गये विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु आंकड़ों की प्राप्ति के लिये मप्रविनिआ (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तों) विनियम 2020 के अनुसार वित्तीय वर्ष 2023-24 के लिये प्रदत्त प्रचालन तथा संधारण व्ययों को कर्मचारी व्ययों, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्ययों तथा प्रशासनिक तथा सामान्य व्ययों को शामिल करते हुए के आंकड़ों को ताप तथा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्रमशः 5.25% तथा 5.47% वृद्धि कारक के उपयोग अनुसार वृद्धि कर किया जाएगा :

परन्तु यह कि 500 MW श्रेणी (Series) के ताप विद्युत संयन्त्र के प्रचालन एवं संधारण व्यय (O&M Expenses) 500 MW श्रेणी (Series) के ताप विद्युत संयन्त्र के प्रचालन एवं संधारण व्ययों तक सीमित हैं जिनकी वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि 01.04.2012 को या तत्पश्चात् हो।

- 36.3** तत्पश्चात्, नियन्त्रण अवधि के अनुवर्ती वर्षों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु प्राप्त किये गये आंकड़ों को क्रमशः ताप तथा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्रमशः 5.25% तथा 5.47% के वृद्धि

कारक के अनुसार किया जाएगा जैसा कि इस हेतु प्रावधान केन्द्रीय आयोग के टैरिफ विनियम, 2024 में तत्संबंधी वर्षों हेतु किया गया है जिसके अनुसार अनुज्ञेय मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों की प्राप्ति तत्संबंधी वित्तीय वर्षों हेतु नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए की जाएगी :

परन्तु यह कि जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किये गये हों, प्रचालन एवं संधारण व्यय इन विनियमों के विनियम 37.2 में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार लागू होंगे।

- 36.4** मध्यप्रदेश पावर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड के संबंध में कर्मचारी व्यय, जिन पर संचालन एवं संधारण व्ययों के अन्तर्गत विचार किया गया है, पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं को छोड़कर हैं। कार्मिकों के बारे में, तत्कालीन मध्यप्रदेश राज्य विद्युत मण्डल के विद्यमान पेंशनभोगियों तथा मध्यप्रदेश पावर जनरेटिंग कंपनी के पेंशनभोगियों को सम्मिलित करते हुए, की पेंशन तथा अन्य प्रसुविधाओं के बारे में निधीयन मप्र विद्युत नियामक आयोग (मण्डल तथा उत्तराधिकारी इकाइयों के कार्मिकों के तथा सेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन तथा शर्तों) विनियम तथा तत्संबंधी संशोधन, यदि कोई किये जाएं, के अनुसार किया जाएगा।
- 36.5** युद्ध, विद्रोह अथवा कानून में कतिपय परिवर्तनों अथवा ऐसी समतुल्य परिस्थितियों के कारण संचालन तथा संधारण में अभिवृद्धि के संबंध में, जहां आयोग का यह अभिमत हो कि उक्त वृद्धि न्यायोचित है, आयोग इसे विनिर्दिष्ट अवधि हेतु लागू करने पर विचार कर सकेगा।
- 36.6** किसी विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा किसी वर्ष में अर्जित की गई बचत को उसे स्वयं के पास धारित रखे जाने की अनुमति प्रदान की जाएगी। किसी वर्ष में मानदण्डीय संचालन व संधारण व्ययों के आधिक्य के कारण होने वाली किसी हानि को विद्युत उत्पादन कंपनी को ही वहन करना होगा।

37. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय (Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations) ;

- 37.1** दिनांक 1.04.2012 से पूर्व प्राप्त की गई प्रचालन तिथि वाले ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations achieved COD prior to 01-04-2012):

दिनांक 1.04.2012 में पूर्व प्राप्त की गई वाणिज्यिक प्रचालन तिथि वाले विद्यमान ताप विद्युत केन्द्रों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत (employee cost), मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत (Repair and Maintenance Cost) तथा

प्रशासनिक तथा सामान्य लागत (Administrative and General Cost)। प्रचालन एवं संधारण हेतु इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण, वेतन पुनरीक्षण हेतु बकाया राशि का भुगतान, शासन को देय भुगतानयोग्य कर तथा मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत उत्पादन कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा तथा करों, मप्रविनिआ को देय शुल्क, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा बकाया राशियों का दावा पृथक से वास्तविक आंकड़ों के अनुसार करेगी। यदि इन विनियमों में प्रावधानित मानदण्डों के अनुसार जनरेटिंग कम्पनी के अंकक्षित लेखों के अनुसार प्रचालन एवं संधारण व्यय, बकाया राशि (एरियर्स) को सम्मिलित करते हुए (यदि कोई हों) वास्तविक कुल प्रचालन एवं संधारण व्ययों से अधिक हों तो प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों के अनुसार ही अनुज्ञेय किये जाएंगे। पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधिओं के दावों को इन विनियमों के विनियम 36.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

दिनांक 1.04.2012 से पूर्व प्राप्त की गई वाणिज्यिक प्रचालन तिथि वाली ताप विद्युत उत्पादन इकाइयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड (O&M Norms):

(रु. लाख प्रति मेगावाट में)

यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25	वित्तीय वर्ष 2025-26	वित्तीय वर्ष 2026-27	वित्तीय वर्ष 2027-28	वित्तीय वर्ष 2028-29
200/210/250 मेगावाट	34.20	35.99	37.88	39.87	41.96
500 मेगावाट श्रेणी (Series)	27.17	28.60	30.10	31.68	33.34

37.2 दिनांक 1.04.2012 को या तत्पश्चात् प्राप्त की गई वाणिज्यिक प्रचालन तिथि वाली ताप विद्युत उत्पादन इकाइयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड (O&M Norms) :

(रु. लाख प्रति मेगावाट में)

यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25	वित्तीय वर्ष 2025-26	वित्तीय वर्ष 2026-27	वित्तीय वर्ष 2027-28	वित्तीय वर्ष 2028-29
45 मेगावाट श्रेणी (Series)	45.32	47.70	50.20	52.84	55.61
200/210/250 मेगावाट श्रेणी (Series)	40.92	43.07	45.33	47.71	50.21
300/330/350 मेगावाट श्रेणी (Series)	34.04	35.83	37.71	39.69	41.78
500 मेगावाट श्रेणी (Series)	27.17	28.60	30.10	31.68	33.34
600/660 मेगावाट श्रेणी (Series)	25.78	27.13	28.56	30.06	31.64
800 मेगावाट श्रेणी (Series) तथा इससे अधिक हेतु	23.20	24.42	25.70	27.05	28.47

अस्वीकरण (rejects) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड (O&M Norms) :

(रु. लाख प्रति मेगावाट में)

वर्ष	वित्तीय वर्ष 2024-25	वित्तीय वर्ष 2025-26	वित्तीय वर्ष 2026-27	वित्तीय वर्ष 2027-28	वित्तीय वर्ष 2028-29
प्रचालन एवं संधारण व्यय (O&M Expenses)	38.81	40.85	42.99	45.25	47.62

परन्तु यह कि ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु जल प्रभार (Water Charges), सुरक्षा व्यय (Security Expenses), राखड़ परिवहन व्यय (Ash Transportation Expenses) तथा पूंजीगत कल-पुर्जे (Capital Spares) पृथक से युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अनुज्ञेय किये जाएंगे ;

परन्तु आगे यह और कि जल प्रभारों को जल की खपत, संयंत्र के प्रकार, जलशीतलीकरण प्रणाली/राज्य शासन के जल अनुबन्ध (water agreement) के निष्पादन द्वारा और पर्यावरण, वन तथा जलवायु परिवर्तन मन्त्रालय, भारत सरकार द्वारा विशिष्ट जल खपत के मानदण्डों पर विचार करते हुए युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन रहते हुए अनुज्ञेय किये जाएंगे। इससे संबंधित विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे :

परन्तु यह और भी कि विद्युत उत्पादन केन्द्र वास्तविक खपत किए गए पूंजीगत कल-पुर्जों की सूची जिनकी वैयक्तिक लागत रु. 10 लाख से अधिक है सत्यापन के समय मय उपयुक्त औचित्य के इसकी खपत के बारे में प्रस्तुत करेगा तथा इस बारे में यह भी प्रमाणित करेगा कि इसका निधीयन क्षतिपूर्ति रियायत अथवा विशेष रियायत के माध्यम से नहीं किया गया है तथा न ही इसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या फिर भण्डार तथा कलपुर्जों की खपत और नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के किसी भाग के रूप में किया गया है।

- 37.3** कानून में परिवर्तन या विशेष आकस्मिक परिस्थिति में विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा उपगत किसी अतिरिक्त प्रचालन तथा संधारण व्यय पर विचार विद्युत-दर के सत्यापन के समय किया जाएगा ।
- 37.4** राज्य शासन के स्वामित्व वाली किसी विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्रकरण में, मजदूरी अथवा वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण वित्तीय प्रभाव को विद्युत-दर (टैरिफ) के सत्यापन के समय अनुज्ञेय किया जाएगा।
- 37.5** कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के कारण इसके प्रचालन की तिथि को प्रचालन एवं संधारण व्यय {निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण कार्य के दौरान आनुषंगिक व्यय (IEDC) को छोड़कर} स्वीकृत पूंजीगत व्यय (admitted capital expenditure) का 2% होगा

जिसमें 31 मार्च, 2029 को समाप्त होने वाली अवधि के दौरान प्रति वर्ष 5.25% की दर से वृद्धि की जाएगी :

परन्तु यह कि जिप्सम तथा अन्य उपोत्पादों (by-products) के विक्रय से प्राप्त होने वाली आय को संचालन तथा संधारण व्ययों (O&M expenses) में से घटा दिया जाएगा।

38. जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्यय (Normative Operation and Maintenance Expenses of Hydel Generating Station) :

38.1 विद्यमान जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत (employee cost), मरम्मत तथा अनुरक्षण लागत (Repair & Maintenance Cost) तथा प्रशासनिक तथा सामान्य लागत (Administrative and General Cost)। प्रचालन एवं संधारण हेतु इन मानदण्डों में पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को देय अर्जित अवकाश नगदीकरण (EL Encashment) तथा बकाया राशि, शासन को भुगतानयोग्य कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत उत्पादन कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा, शासन को देय कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई अर्जित अवकाश नगदीकरण तथा किन्हीं बकाया राशियों का दावा पृथक से वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। यदि इन विनियमों में प्रावधानित मानदण्डों के अनुसार विद्युत उत्पादन कम्पनी के अंकक्षित लेखों के अनुसार प्रचालन एवं संधारण व्यय, बकाया राशि (arrears) को सम्मिलित करते हुए (यदि कोई हों) वास्तविक कुल प्रचालन एवं संधारण व्ययों से अधिक हों तो प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों के अनुसार अनुज्ञेय किये जाएंगे। प्रचालन एवं संधारण व्यय अनुज्ञेय किये जाएंगे। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं के दावों को विनियम 36.4 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

38.2 ऐसे विद्यमान जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के बारे में जिनके द्वारा दिनांक 1.04.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त की गई हो तो निम्न प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्ड लागू होंगे :

**जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड (O&M Norms for
Hydel Power Stations)**

वर्ष	प्रचालन एवं संधारण व्यय रु. लाख प्रति मेगावाट में
वित्तीय वर्ष 2024-25	13.73
वित्तीय वर्ष 2025-26	14.48
वित्तीय वर्ष 2026-27	15.28
वित्तीय वर्ष 2027-28	16.11
वित्तीय वर्ष 2028-29	16.99

38.3 दिनांक 1.4.2024 को अथवा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित किये जाने वाले नवीन जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में प्रचालन तथा संधारण व्यय मूल परियोजना लागत {पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन कार्यों की लागत, निर्माण के दौरान ब्याज (IDC) तथा निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय को छोड़कर} की 3.50 प्रतिशत तथा 5.00 प्रतिशत की दर से क्रमशः 200 मेगावाट क्षमता से अधिक तथा 200 मेगावाट से कम या बराबर के केन्द्रों हेतु वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष हेतु निर्धारित किये जाएंगे तथा अनुवर्ती वर्षों हेतु 5.47% प्रति वर्ष वार्षिक वृद्धि दर के अध्वधीन होंगे :

परन्तु यह कि उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, आयोग द्वारा प्रचालन एवं संधारण व्ययों को प्रकरण-दर-प्रकरण गुण-दोष के आधार पर संव्यवहारित किया जाएगा।

38.4 जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में जिनके द्वारा दिनांक 1.4.2024 की स्थिति में प्रचालन की तीन वर्ष की अवधि पूर्ण नहीं की गई है, वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना दिनांक 31.3.2024 की स्थिति में प्रयोज्य प्रचालन तथा संधारण व्ययों में 5.47% की वृद्धि दर के अनुसार की जाएगी। टैरिफ अवधि के अनुवर्ती वर्षों हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना 5.47% प्रति वर्ष वृद्धि दर के अनुप्रयोग द्वारा की जाएगी।

38.5 जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु सुरक्षा व्यय (security expenses), पूंजीगत कल-पुर्जों (Capital Spares) तथा बीमा (Insurance), संबंधी व्यय जिनकी प्राप्ति प्रतिस्पर्धी बोली (Competitive bidding) प्रक्रिया के माध्यम से की जाएगी, पृथक से युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् अनुज्ञेय किये जाएंगे :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा सुरक्षा आवश्यकता, पूंजीगत कल-पुर्जों तथा बीमा संबंधी व्ययों का आकलन उसके प्राक्कलित व्ययों के साथ प्रस्तुत किया जाएगा जिसे वर्ष-वार वास्तविक उपभोग किये गये सुरक्षा व्ययों के विवरणों के साथ उपयुक्त औचित्य के साथ सत्यापित किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि पूंजीगत कल-पुर्जों का मूल्य जो रु 10 लाख

से अधिक हो की ही सत्यापन के समय प्रतिपूर्ति (reimbursement) उपयुक्त औचित्य दर्शाते हुए इसे उपगत करने हेतु की जाएगी तथा यह भी प्रमाणित किया जाएगा कि इसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण (additional capitalisation) अथवा भण्डार (stores) तथा कल-पुर्जों की खपत और नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के भाग के रूप में नहीं किया जा रहा है।

- 38.6** कानून में परिवर्तन की घटना के कारण विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा उपगत किये गये किन्हीं अतिरिक्त प्रचालन तथा संधारण व्ययों पर विद्युत-दर (टैरिफ) सत्यापन के समय विचार किया जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसे किसी प्रभाव को केवल उसी दशा में अनुज्ञेय किया जाएगा यदि किसी वर्ष के दौरान इस प्रकार कानून में परिवर्तन का प्रभाव वर्ष हेतु परियोजना के प्रचालन तथा संधारण व्ययों का 5% से अधिक हो।

- 38.7** राज्य शासन के स्वामित्व वाली किसी विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्रकरण में, मजदूरी अथवा वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण वित्तीय प्रभाव को विद्युत-दर (टैरिफ) के सत्यापन के समय अनुज्ञेय किया जाएगा।

39. कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on Working Capital) :

- 39.1** कार्यकारी पूंजी में निम्न मदों को सम्मिलित किया जाएगा :

(क) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (Coal-based thermal generating stations) :

(एक) भण्डार हेतु कोयले की लागत, गर्त-शीर्ष (pit-head) विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 10 दिवस तथा गैर गर्त-शीर्ष (non-pit-head) विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु 20 दिवस होगी जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) अथवा उच्चतम कोयला भण्डारण क्षमता से तत्संबंधी, इनमें से जो भी कम हो, होगी ;

(दो) विद्युत उत्पादन के लिए 30 दिवस हेतु कोयले की लागत हेतु अग्रिम भुगतान जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक से तत्संबंधी होगा ;

(तीन) विद्युत उत्पादन के लिए दो माह हेतु पर्याप्त द्वितीयक ईंधन खनिज तेल की लागत जो मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तत्संबंधी होगी तथा ऐसे प्रकरण में जहां एक से अधिक प्रकार के द्वितीयक ईंधन तेल को उपयोग में लाया जा रहा हो, वहां ईंधन तेल भण्डारण की

लागत मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल की लागत मानी जाएगी;

- (चार) प्रचालन तथा संधारण व्यय, एक माह के जल प्रभारों (water charges) तथा सुरक्षा व्ययों (security expenses) को सम्मिलित करते हुए ;
- (पांच) साधारण कल-पुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्यय के 20% की दर से, जल प्रभार तथा सुरक्षा व्ययों को सम्मिलित करते हुए ;
- (छः) 45 दिवस की विद्युत के विक्रय हेतु क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां, जिनकी गणना मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के आधार पर की जाएगी।

(ख) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों की उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु (For emission control system of coal based thermal generating systems) :

- (एक) मानदण्डीय वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता कारक से तत्संबंधी 20 दिवस के भण्डारण हेतु चूना पत्थर (limestone) या अभिकर्मक (reagent) की लागत ,
- (दो) मानदण्डीय वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता कारक से तत्संबंधी विद्युत उत्पादन हेतु अभिकर्मक (reagent) की लागत हेतु 30 दिवस का अग्रिम भुगतान ;
- (तीन) उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के संबंध में एक माह हेतु प्रचालन एवं संधारण व्यय ;
- (चार) उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के संबंध में संधारण हेतु कलपु-जों पर व्यय, संचालन एवं संधारण व्यय की 20% की दर से ; और
- (पांच) विद्युत के विक्रय हेतु अनुपूरक क्षमता प्रभार (supplementary capacity charges) तथा अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (supplementary energy charges) के संबंध में 45 दिवस के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्री की गणना मानदण्डीय वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता कारक के आधार पर की जाएगी।

(ग) जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र (उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र को सम्मिलित करते हुए) (Hydro Generating Station, including pumped storage hydro generating station) :

- (एक) प्रचालन एवं संधारण व्यय, सुरक्षा व्ययों (security expenses) को सम्मिलित करते हुए, एक माह हेतु ;
- (दो) संधारण कल-पुर्जे (maintenance spares), प्रचालन एवं संधारण व्यय, सुरक्षा व्ययों को सम्मिलित करते हुए, 15% की दर से ; और

(तीन) 45 दिवस की वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost) के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां।

39.2 इस विनियम के विनियमों 39.1(क) तथा 39.1(ख) के अन्तर्गत सम्मिलित ईंधन की लागत विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा गणनानुसार व्यय की गई आगमित ईंधन लागत {मानदण्डीय आवागमन (transit) तथा हथालन (handling) हानियों पर विचार करते हुए} पूर्व वर्ष के वास्तविक भारित औसत (actual weightage average) के अनुसार, ईंधन के सकल ऊष्मित मान (gross calorific value) पर आधारित होगी तथा नियंत्रण अवधि के दौरान ईंधन की लागत में किसी प्रकार की वृद्धि नहीं की जाएगी :

परन्तु यह कि नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में प्रथम वित्तीय वर्ष हेतु ईंधन की लागत पर विचार, आगमित ईंधन लागत पर आधारित (मानदण्डीय आवागमन तथा हथालन हानियों पर विचार करते हुए) तथा तीन माह हेतु वास्तविक भारित औसत के अनुसार ईंधन के सकल ऊष्मित मान, जैसा कि इसे अस्थायी ऊर्जा (infirm power) हेतु प्रयोग किया जाए, जिसके अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से पूर्वगामी तिथि हेतु विद्युत-दर का अवधारण किया जाना अपेक्षित है, किया जाएगा।

39.3 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर मानदण्डीय आधार पर होगी तथा इसे 1.4.2024 की स्थिति में संदर्भ ब्याज दर (Reference Rate of Interest) के अनुसार विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वर्ष 2024-25 से वर्ष 2028-29 के दौरान उक्त वर्ष की प्रथम अप्रैल की तिथि जिसके दौरान विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जाए, इनमें से जो भी बाद में घटित हो, मानी जाएगी :

परन्तु सत्यापन के प्रकरण में, कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर पर विचार विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2024-29 के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष की प्रथम अप्रैल की स्थिति में संदर्भ ब्याज दर के अनुसार किया जाएगा।

39.4 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज मानदण्डीय आधार पर ही भुगतानयोग्य होगा, भले ही विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा किसी बाह्य अभिकरण (एजेन्सी) से कार्यकारी पूंजी हेतु ऋण प्राप्त न भी किया गया हो।

अध्याय - 7

ऊर्जा प्रभारों के संघटक (Components of Energy Charges)**40. ऊर्जा प्रभार तथा अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (Energy Charges and Supplementary Energy Charges) :**

ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों के ऊर्जा प्रभारों तथा अनुपूरक ऊर्जा प्रभारों में कोयले (प्राथमिक ईंधन) की आगमित लागत, द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत तथा पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अभिकर्मकों (reagents) की आगमित लागत शामिल होगी।

41. कोयले (प्राथमिक ईंधन) की आगमित लागत {Landed Cost of Coal (Primary Fuel)} :

किसी माह हेतु कोयले की आगमित लागत में सम्मिलित होंगे, कोयले की श्रेणी (ग्रेड) तथा गुणवत्ता से तत्संबंधी कोयले का आधार मूल्य (base price), सांविधिक प्रभारों (statutory charges) को सम्मिलित करते हुए जैसा कि वे प्रयोज्य हों/आयोग द्वारा अनुमोदित हों, वाशरी प्रभार (washery charges), यदि कोई हों, रेल/सड़क या किन्हीं अन्य संसाधनों द्वारा परिवहन लागत एवं भारण, उतराई तथा हथालन प्रभार :

परन्तु शासन द्वारा अधिसूचित मूल्यों से अन्य बेहतर अधिप्राप्ति पर भी विचार किया जा सकेगा यदि आगमित कोयला लागत के प्रयोजन हेतु प्रतिस्पर्धात्मक बोली की पारदर्शी प्रक्रिया पर आधारित है :

परन्तु आगे यह और कि कोयले के आगमित मूल्य की गणना विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा वास्तविक देयक भुगतान के आधार पर कोयले की मात्रा तथा गुणवत्ता के कारण किसी समायोजन को सम्मिलित करते हुए की जाएगी :

परन्तु यह और भी कि कोयले के सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value) का मापन तृतीय पक्ष औचक नमूना व्यवस्था (sampling) द्वारा किया जाएगा तथा तृतीय पक्ष नमूने की प्रक्रिया से संबंधित व्ययों की प्रतिपूर्ति हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा की जाएगी।

42. परिवहन तथा हथालन हानियां (Transit and Handling Losses) :**42.1 कोयले हेतु, परिवहन तथा हथालन हानियां निम्न मानदण्डों के अनुसार होंगी :**

ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र	परिवहन तथा हथालन हानि (%)
गर्त-शीर्ष (Pit-Head)	0.20%
गैर-गर्त-शीर्ष (Non-Pit-Head)	0.80%
गैर-गर्त-शीर्ष बहुविध परिवहन (Non-pit-head multimodal transportation) (परिवहन की दो या दो से अधिक पद्धतियां जिनमें एकाधिक वाहनांतरण (trans-shipments) सन्निहित होते हैं)	1.00%

परन्तु गर्त-शीर्ष केन्द्रों (pit-head stations) के प्रकरण में यदि कोयले की

अधिप्राप्ति अन्य स्रोतों से की जाए, जो गर्ट-शीर्ष खदानों (pit-head mines) से अन्य हो, जिसका परिवहन विद्युत उत्पादन केन्द्र को रेल के माध्यम से किया जाए, वहां गैर-गर्ट-शीर्ष केन्द्र हेतु प्रयोज्य परिवहन तथा हथालन हानियां लागू होंगी :

परन्तु आगे यह और कि आयातित कोयला के प्रकरण में, गर्ट-शीर्ष हेतु प्रयोज्य परिवहन तथा हथालन हानियां लागू होंगी।

43. प्राथमिक ईंधन का सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value of Primary Fuel) :

43.1 इन विनियमों के विनियम 47 के अनुसार ऊर्जा प्रभारों (energy charges) की संगणना हेतु सकल ऊष्मीय मान की प्राप्ति परिभाषित 'सकल ऊष्मीय मान जैसा कि इसे प्राप्त किया गया है (GCV as received)' के अनुसार की जाएगी।

43.2 घरेलू कोयले (Domestic Coal) के सकल ऊष्मीय मान (GCV) का मापन तृतीय पक्षकार औचक नमूना व्यवस्था (sampling) (तृतीय पक्षकार की नियुक्ति, दिशा-निर्देश, यदि कोई हों, जैसा कि इन्हें केन्द्र सरकार द्वारा जारी किया जाए की नियुक्ति विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा की जाएगी) द्वारा किया जाएगा तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी ईंधन प्रदाय अनुबन्ध(ों) के अनुसार क्षतिपूर्ति की वसूली तथा इसके प्रलाभ हितग्राहियों/लाभार्थियों को हस्तान्तरित करना सुनिश्चित करेगी :

परन्तु यह कि तृतीय पक्षकार सैम्पलिंग के अभाव में, ऊर्जा प्रभारों की संगणना 'GCV as Billed' व्यवस्था के अनुसार की जाएगी।

43.3 विद्युत उत्पादन केन्द्रों के बारे में, जो कोयले की अधिप्राप्ति कोयले के आयात के माध्यम से करते हैं, 'GCV as billed' तथा 'GCV as received' व्यवस्था के मध्य किसी भी प्रकार की ऊष्मित मान हानि अनुज्ञेय नहीं की जाएगी।

43.4 विद्युत उत्पादन कम्पनी विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों/लाभार्थियों को सकल ऊष्मीय मान (GCV) के मानदण्डों के विवरण तथा कोयले (अर्थात् घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, आदि) का मूल्य इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रपत्रों के अनुसार, प्रदान करेगी :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन हेतु, अवधि के दौरान प्राप्ति आधार पर (received basis) प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल ऊष्मीय मान (GVC) के विवरण, आयातित कोयले का घरेलू कोयले के साथ सम्मिश्रण अनुपात संबंधी विवरण भी पृथक् से तत्संबंधी माह के देयकों के साथ उपलब्ध कराये जाएंगे :

परन्तु आगे यह और कि देयकों की उक्त प्रतिलिपियां तथा सकल ऊष्मीय मान (GCV) के मानदण्डों के विवरण, कोयले का मूल्य, (अर्थात् घरेलू कोयले, आयातित कोयले, ई-नीलामी कोयले से संबंधित), आयातित कोयले के

घरेलू कोयले के साथ सम्मिश्रण के विवरण, ई-नीलामी कोयले के अनुपात संबंधी विवरण भी विद्युत उत्पादन कम्पनी की वेबसाइट पर प्रदर्शित किये जाएंगे। ये विवरण कथित वेबसाइट पर मासिक आधार पर उपलब्ध कराये जायेंगे।

44. अभिकर्मक की आगमित लागत (Landed Cost of Reagent)

- 44.1 जहां विशिष्ट अभिकर्मक (Reagents) जैसे कि चूना पत्थर (Limestone), धावन सोड़ा (Sodium Bi-Carbonate), यूरिया अथवा निर्जल (Anhydrous) अमोनिया का उपयोग पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु उत्सर्जन नियंत्रण अभिक्रिया के संचालन के लिये किया जाता हो वहां ऐसे अभिकर्मकों की आगमित लागत का अवधारण अभिकर्मक की मानदण्डीय खपत तथा क्रय मूल्य के आधार पर प्रतिस्पर्धात्मक बोली, लागू सांविधिक प्रभारों तथा परिवहन लागत के माध्यम से किया जाएगा।
- 44.2 पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति हेतु स्थापित की गई विभिन्न प्रौद्योगिकियों हेतु विशिष्ट अभिकर्मक की मानदण्डीय खपत पर विचार इन विनियमों के विनियम 51.4 (छ) के अनुसार किया जाएगा।

अध्याय – 8

क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की संगणना

(Computation of Capacity Charges and Energy Charges)

45. क्षमता प्रभारों, अनुपूरक क्षमता प्रभारों, ऊर्जा प्रभारों तथा अनुपूरक ऊर्जा प्रभारों की संगणना (Computation of Capacity Charges, Supplementary Capacity Charges, Energy Charges and Supplementary Energy Charges) :

45.1 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु स्थाई लागत (fixed cost) की गणना इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी तथा इनकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भुगतानयोग्य कुल क्षमता प्रभारों को उसके हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य उनका प्रतिशत अंशदान/विद्युत उत्पादन केन्द्र की क्षमता के आवंटन के आधार पर परस्पर विभाजित किया जाएगा। क्षमता प्रभार की वसूली वर्ष के दौरान दो भागों में निम्नानुसार की जाएगी, अर्थात् माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार तथा माह के शीर्ष-बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार :

- 45.2 किसी कैलेण्डर माह हेतु ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को देय क्षमता प्रभार की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

माह हेतु क्षमता प्रभार (CC_n) = शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार (CC_{pn}) + माह के शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार (CC_{opn}) ,

जहां

$$CC_{p1} = [(0.20 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{p1}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/12)\}]$$

$$CC_{p2} = [(0.20 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{p2}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/6)\}] - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = [(0.20 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{p3}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/4)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{p4} = [(0.20 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{p4}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/3)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$$

$$CC_{p5} = [(0.20 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{p5}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (5/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$$

$$CC_{p6} = [(0.20 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{p6}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/2)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5})$$

$$CC_{p7} = [(0.20 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{p7}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (7/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6})$$

$$CC_{p8} = [(0.20 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{p8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7})$$

$$CC_{p9} = [(0.20 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{p9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8})$$

$$CC_{p10} = [(0.20 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{p10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (5/6)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9})$$

$$CC_{p11} = [(0.20 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{p11}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10})$$

$$CC_{p12} = [(0.20 \times AFC) \times (PAFM_{p12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC)] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10} + CC_{p11})$$

$$CC_{op1} = (0.80 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{op1}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/12)\}$$

$$CC_{op2} = [(0.80 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{op2}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/6)\}] - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = [(0.80 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{op3}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/4)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

$$CC_{op4} = [(0.80 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{op4}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/3)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3})$$

$$CC_{op5} = [(0.80 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{op5}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4})$$

$$CC_{op6} = [(0.80 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{op6}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/2)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5})$$

$$CC_{op7} = [(0.80 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{op7}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (7/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6})$$

$$CC_{op8} = [(0.80 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{op8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7})$$

$$CC_{op9} = [(0.80 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{op9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8})$$

$$CC_{op10} = [(0.80 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{op10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/6)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9})$$

$$CC_{op11} = [(0.80 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{op11}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10})$$

$$CC_{op12} = [(0.80 \times AFC) \times (PAFM_{op12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC)] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10} - CC_{op11})$$

परन्तु यह कि बहुवर्षीय विद्युत-दर (टैरिफ) आदेश में इन विनियमों पर आधारित अवधारित क्षमता प्रभारों की वसूली पिछले तीन वर्षों के अधिकतम वास्तविक संयंत्र उपलब्धता कारक या मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक, इनमें जो भी कम हो हालांकि वार्षिक सत्यापन के समय वास्तविक संयंत्र उपलब्धता को (Actual PAF) को जो NAPAF की उच्चतम सीमा तक होगी वह मान्य किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई, जो नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण बंद हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी को केवल प्रचालन एवं संधारण व्ययों तथा ऋण पर ब्याज वसूल की जाने की अनुमति ही प्रदान की जाएगी।

जहां,

- CC_m = माह हेतु क्षमता प्रभार ;
 CC_p = माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार ;
 CC_{op} = माह के शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार ;
 CC_{pn} = 'n' वें माह के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों हेतु क्षमता प्रभार;
 CC_{opn} = 'n' वें माह के शीर्ष बाह्य (अव्यस्ततम) अवधि हेतु क्षमता प्रभार;
 AFC = वार्षिक स्थायी लागत ;
 PAFM_{pn} = 'n' वें माह के अन्त तक शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक ;
 PAFM_{opn} = 'n' वें माह के अन्त तक शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक ;
 NAPAF = मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक ।

45.3 इन विनियमों के विनियम 51 में निर्दिष्ट किये गये अनुसार माह के दौरान मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक (Normative Plant Availability Factor) "शीर्ष (व्यस्ततम) (peak)" तथा "शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) (off-peak)" घंटों हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के समतुल्य होगा। दिवस के दौरान "शीर्ष (व्यस्ततम)" तथा "शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम)" अवधियां क्रमशः चार घंटे तथा बीस घंटे होंगी। दिवस के दौरान 'शीर्ष (व्यस्ततम)' तथा 'शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम)' घंटों की घोषणा संबंधित भार प्रेषण केन्द्र (Load Despatch Centre) द्वारा अग्रिम रूप से न्यूनतम एक सप्ताह पूर्व की जाएगी :

परन्तु यह कि संबद्ध राज्य भार प्रेषण केन्द्र संबंधित हितधारकों (stakeholders) की टिप्पणियों पर विधिवत विचार करने के पश्चात् शीर्ष (व्यस्ततम) घंटे इस प्रकार घोषित करेगा जो राज्य के अधिकांश भाग के लिये यथासंभव उच्चतम सीमा तक शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के अनुरूप होंगे।

- 45.4** मानदण्डीय वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता कारक (NAPAF) पर आधारित व्युत्पादित संचयी शीर्ष-बाह्य घंटों हेतु क्षमता प्रभार की वसूली में पाई गई किसी कमी को संयन्त्र उपलब्धता कारक (PAF) में पाई गई किसी अधिनिष्पत्ति (over achievement) यदि कोई हो तो इसे संचयी शीर्ष घंटों हेतु अनुवर्ती काल्पनिक अधिक वसूली द्वारा प्रति संतुलित किया जाएगा :

परन्तु यह कि मौसम की अवधि के अन्तर्गत 'NAPAF' पर आधारित व्युत्पादित संचयी शीर्ष घंटों हेतु क्षमता प्रभार की वसूली में पाई गई किसी कमी को संयन्त्र उपलब्धता कारक में पाई गई किसी अधिनिष्पत्ति, यदि कोई हो, तथा उक्त मौसम में संचयी शीर्ष घंटों हेतु क्षमता प्रभार की अनुवर्ती काल्पनिक अधिवसूली द्वारा प्रति संतुलित किया जाना अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

- 45.5** किसी माह हेतु संयन्त्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DCi}{[N \times IC \times (100 - AUXn - AUXen)]} \%$$

जहां,

AUX - मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, जो सकल ऊर्जा उत्पादन का प्रतिशत है

AUXn - उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली हेतु मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत है

DCI - औसत घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) अवधि के दौरान i वें दिवस हेतु अर्थात् माह अथवा वर्ष, यथास्थिति, जैसा कि संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति पश्चात् प्रमाणित किया गया हो

IC - विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N - अवधि के दौरान दिवस संख्या

टीप : DCI तथा IC में उन उत्पादन इकाइयों की क्षमता को शामिल नहीं किया जाएगा जिन्हें वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित न किया गया हो। संबंधित अवधि के दौरान स्थापित क्षमता में परिवर्तन होने की दशा में, इसके औसत मूल्य का अनुप्रयोग किया जाएगा।

- 45.6** वार्षिक स्थाई लागत स्वत्वाधिकार (AFC entitlement) जैसा कि इसकी गणना ऊपर की गई है, ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को किसी दिये गये वर्ष हेतु अनुमोदित वार्षिक स्थाई लागत के 1% तक प्रोत्साहन अनुज्ञेय किया जाएगा जिसकी बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

$$\text{प्रोत्साहन (Incentive)} = (1.00\% \times \text{₹} \times \text{CCy})/12$$

जहां,

₹ = उक्त विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु मासिक आवृत्ति अनुक्रिया निष्पादन (Monthly Frequency Response Performance) जैसा कि इसे संबंधित क्षेत्रीय ऊर्जा समिति (RPC)/राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) द्वारा प्रमाणित किया गया हो, जिसकी आयोग के अनुमोदनानुसार राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र (NLDC) द्वारा निर्दिष्ट क्रियाविधि के अनुसार प्राथमिक अनुक्रिया पर विचार करते हुए गणना की जाएगी तथा ₹ का मूल्य 0 तथा 1 के मध्य होगा :

परन्तु यह कि प्रोत्साहन का भुगतान केवल इसी शर्त पर किया जाएगा यदि ₹ का मूल्य 0.30 से अधिक हो।

CCy = वर्ष हेतु क्षमता प्रभार

- 45.7** क्षमता प्रभार के अतिरिक्त, किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी इकाई हेतु इन विनियमों के विनियम 51.3(ड) में विनिर्दिष्टानुसार प्रत्येक मौसम के अन्तर्गत संचयी आधार पर प्राप्त किये गये मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (NAPAF) (एक्स-बस ऊर्जा से तत्संबंधी) से अधिक प्रोत्साहन राशि शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान एक्सबस अनुसूचित ऊर्जा हेतु 75 पैसे प्रति किलोवाट की दर से तथा शीर्ष बाह्य (अ-व्यस्ततम) घंटों के दौरान एक्सबस अनुसूचित ऊर्जा हेतु 55 पैसे प्रति किलोवाट की दर से देय होगी :

परन्तु यह कि प्रोत्साहन की गणना हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र की समग्र स्थापित क्षमता के वार्षिक संयन्त्र भार कारक (Annual Plant Load Factor) पर विचार किया जाएगा, संविदाकृत क्षमता (contracted capacity) भले जो भी हो।

- 46. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु अनुपूरक क्षमता प्रभार की गणना तथा भुगतान (Computation and Payment of Supplementary Capacity Charge for Coal based Thermal Generation Stations) :**

- 46.1** किसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली हेतु स्थाई लागत की गणना इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी तथा इनकी वसूली मासिक आधार पर अनुपूरक क्षमता प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी। किसी

विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भुगतान योग्य कुल अनुपूरक क्षमता प्रभारों को उसके हितग्राहियों के मध्य उनका प्रतिशत अंशदान या विद्युत उत्पादन केन्द्र की क्षमता के आवंटन के आधार पर परस्पर विभाजित किया जाएगा।

46.2 किसी कैलेंडर माह हेतु ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को देय अनुपूरक क्षमता प्रभार की गणना निम्नसूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$SCC1 = (AFCE) \times (1/12) \times (PAFM1/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/12)\}$$

$$SCC2 = [(AFCE) \times (1/6) \times (PAFM2/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/6)\}] - SCC1$$

$$SCC3 = [(AFCE) \times (1/4) \times (PAFM3/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/4)\}] - (SCC1 + SCC2)$$

$$SCC4 = [(AFCE) \times (1/3) \times (PAFM4/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/3)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3)$$

$$SCC5 = [(AFCE) \times (5/12) \times (PAFM5/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (5/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4)$$

$$SCC6 = [(AFCE) \times (1/2) \times (PAFM6/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/2)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5)$$

$$SCC7 = [(AFCE) \times (7/12) \times (PAFM7/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (7/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6)$$

$$SCC8 = [(AFCE) \times (2/3) \times (PAFM8/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (2/3)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7)$$

$$SCC9 = [(AFCE) \times (3/4) \times (PAFM9/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (3/4)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8)$$

$$SCC10 = [(AFCE) \times (5/6) \times (PAFM10/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (5/6)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9)$$

$$SCC11 = [(AFCE) \times (11/12) \times (PAFM11/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (11/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9 + SCC10)$$

$$SCC12 = [(AFCE) \times (PAFM12/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFCE)] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9 + SCC10 + SCC11)$$

परन्तु ऐसी स्थिति में जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी कोई इकाई जो नवीनीकरण अथवा आधुनिकीकरण के कारण बन्द (shutdown) हो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी को केवल उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली से संबद्ध संचालन एवं संधारण व्ययों तथा ऋण पर ब्याज की वसूली किये जाने हेतु अनुज्ञेय किया जाएगा।

जहां,

SCC_n = माह हेतु अनुपूरक क्षमता प्रभार ;

$AFCE$ = उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु वार्षिक स्थाई लागत ;

$PAFM_n$ = n वें माह के अन्त में प्राप्त किया गया संयन्त्र उपलब्धता कारक

$NAPAF$ = मानदण्डीय वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता कारक

- 46.3** अनुपूरक क्षमता प्रभार के प्रयोजन से किसी माह हेतु मानदण्डीय संयन्त्र उपलब्धता कारक पर इन विनियमों के विनियम 45.3 में विनिर्दिष्ट रीति के अनुसार विचार किया जाएगा। माह हेतु संयन्त्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना इन विनियमों के विनियम 45.5 के अनुसार की जाएगी।
- 47. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु ऊर्जा प्रभार तथा कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु अनुपूरक ऊर्जा प्रभार की गणना (Computation and Payment of Energy Charge for Thermal Generating Station and Supplementary Energy Charge for Coal based Thermal Generating Stations) :**
- 47.1** ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन की लागत शामिल होगी तथा इसका भुगतान प्रत्येक हितग्राही द्वारा ऐसे हितग्राही को प्रदाय की जाने वाली कुल ऊर्जा हेतु कैलेण्डर माह के दौरान, एक्स विद्युत संयंत्र आधार पर मासिक ऊर्जा प्रभार दर पर (मय ईंधन मूल्य समायोजन के) किया जाएगा। विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा माह हेतु भुगतानयोग्य कुल प्रभार निम्नानुसार होगा :
- ऊर्जा प्रभार = {ऊर्जा प्रभार दर रुपये प्रति किलोवाट ऑवर (kWh) में} x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (scheduled energy) (एक्स-बस), किलोवाट ऑवर (kWh) में}**
- 47.2** उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली (emission control system) के कारण अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (supplementary energy charge) के अन्तर्गत सहायक ऊर्जा खपत (auxiliary energy consumption) तथा अभिकर्मक (reagent) की लागत के कारण विभेदक ऊर्जा प्रभार (Differential energy charges) को सम्मिलित किया जाएगा तथा इसका भुगतान प्रत्येक हितग्राही/लाभार्थी द्वारा एक्स विद्युत-संयंत्र आधार पर कैलेण्डर माह के दौरान ऐसे हितग्राही/लाभार्थी को प्रदाय की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा हेतु माह की अनुपूरक ऊर्जा दर पर करना होगा। किसी माह हेतु विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा देय कुल अनुपूरक ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :
- अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (Supplementary Energy Charges) = (अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर रु/प्रति किलोवाट ऑवर में) x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) किलोवाट ऑवर में}**
- 47.3** एक्स विद्युत संयंत्र आधार (ex-power plant basis) पर ऊर्जा प्रभार दर (Energy Charge Rate-FCR) तथा अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर (Supplementary Energy Charge Rate) रुपये प्रति किलोवाट ऑवर (kWh) में का अवधारण तीन दशमलव स्थानों तक निम्न सूत्र के आधार पर किया जाएगा :

(एक) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु ऊर्जा प्रभार दर

(Energy Charge Rate -FCR) :

$$ECR = [(SHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF] + SFC \times LPSFi) \times 100 / (100 - AUX)$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में ;

CVPF= भारित औसत सकल ऊष्मीय मान (Gross Calbrific Value) जैसा कि इसे प्राप्त किया गया है, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम (KCal per kg) में से 85 KCal/kg, विद्युत उत्पादन केन्द्र पर भण्डारण के दौरान विषमता (variation) के कारण, घटा कर :

परन्तु यह कि विभिन्न स्रोतों से कोयले के सम्मिश्रण के प्रकरण में, कोयले (प्रारंभिक ईंधन) के भारित औसत सकल ऊष्मीय मान की प्राप्ति सम्मिश्रण अनुपात (blending ratio) के अनुपात में की जाएगी।

CVSF = द्वितीयक ईंधन का ऊष्मीय मान (calbrific value), KCal per-ml में।

ECR = ऊर्जा प्रभार दर, रुपये प्रति किलोवाट ऑवर में सम्प्रेषित (sent out) ;

SHR = सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate), KCal per kWh में।

LPPF= माह के दौरान कोयले (प्राथमिक ईंधन) का भारित औसत आगमित मूल्य, रुपये प्रति किलोग्राम में (विभिन्न स्रोतों से कोयले के सम्मिश्रण के प्रकरण में, कोयले के भारित औसत आगमित मूल्य की गणना सम्मिश्रण अनुपात (blending ratio) के अनुपात में की जाएगी);

SFC = मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज-तेल खपत, ml per kWh में।

LPSFi= माह के दौरान द्वितीयक ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य, रुपये प्रति मिली लीटर में।

(दो) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर (Supplementary ECR for Coal based thermal generating stations) :

$$\text{अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर (Supplementary ECR)} = (\Delta ECR) + LPR / 10 / (100 - (AUXn + AUXen))$$

जहां

(ΔECR)=उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली के साथ पुनरीक्षित सहायक ऊर्जा खपत मय ECR के जो के जो (AUXn + AUXen) के बराबर है और ECR मय मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत के जैसा कि इन विनियमों में

निर्दिष्ट किया गया है, का अन्तर

SRC = पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण विशिष्ट अभिकर्मक खपत
(Specific reagent consumption) (g/kWh में)

LPR = उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु अभिकर्मक का भारित औसत आगमित मूल्य

- 47.4** विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर सम्मत स्रोत से पृथक वैकल्पिक प्रदाय स्रोत से कोयले के आंशिक अथवा पूर्ण उपयोग संबंधी प्रकरण में जैसा कि विद्युत क्रय अनुबंध में सहमति व्यक्त की गयी हो, जैसा कि यह अनुबंधित विद्युत प्रदाय के संबंध में कोयले की कमी या फिर सम्मिश्रण के माध्यम से मितव्ययी परिपालन की अनुकूलतम परिस्थितियों बाबत हो, वहां कोयले के उपयोग के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग के बारे में विद्युत उत्पादन केन्द्र को अनुमति प्रदान की जाएगी :

परन्तु यह कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत का भारित औसत मूल्य गणना किये गये ईंधन के आधार मूल्य के 30% से अधिक न होगा तथा ऐसे प्रकरण में हितग्राहियों/लाभार्थियों से पूर्व अनुमति एक पूर्व-शर्त न होगी, जब तक विद्युत क्रय अनुबंध में अन्यथा विशिष्ट रूप से इस बाबत सहमति व्यक्त न की गई हो:

परन्तु आगे यह और कि जहां ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार, ईंधन के वैकल्पिक स्रोत को शामिल करते हुये, 30 प्रतिशत से अधिक हो, जैसा कि आयोग द्वारा उक्त वर्ष के लिये अनुमोदित किया गया हो या फिर ईंधन के उपयोग हेतु भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, ईंधन के वैकल्पिक स्रोत को शामिल करते हुये पूर्व माह के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक हो, इनमें से जो भी कम हो, को मान्य किया जाएगा तथा ऐसी दशा में हितग्राही/लाभार्थी से पूर्व परामर्श न्यूनतम तीन दिवस पूर्व किया जाएगा।

- 47.5** इस विनियम के विनियम क्रमांक 47.3 में भले जो भी निहित हो, आयोग ईंधन की कमी पर विचार करते हुए पृथक आदेश(ों) के माध्यम से सम्मिश्रण अनुपात (blending ratio) में तथा हितग्राही/लाभार्थी की आवश्यकता संबंधी सहमति के बारे में, ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग के प्रति परिवर्तन कर सकेगा।

- 47.6** जहां बाओमास ईंधन का उपयोग कोयले के साथ सम्मिश्रण (blending) हेतु किया जाए वहां बाओमास ईंधन की आगमित लागत (landed cost) की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र पर उतरान स्थल (unbading point) पर बाओमास की प्रदाय लागत (delivered cost) के आधार पर, प्रयोज्य करों (taxes) तथा शुल्कों (duties) को सम्मिलित करते हुए की जाएगी। सम्मिश्रित ईंधन (blended fuel)

के ऊर्जा प्रभार दर की गणना सम्मिश्रण अनुपात पर बाओमास की खपत पर विचार करते हुए जैसा कि प्राधिकारी द्वारा निर्दिष्ट किया जाए या बाओमास की वास्तविक खपत के आधार पर, इनमें से जो भी कम हो, की जाएगी।

- 47.7** आयोग विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के प्रारंभ में प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु जारी किये जाने वाले विशिष्ट विद्युत-दर आदेशों के माध्यम से ऊर्जा प्रभार दर (energy charge rate) का अनुमोदन करेगा। इस प्रकार अनुमोदित की गयी ऊर्जा प्रभार दर विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि के प्रथम वर्ष हेतु आधार ऊर्जा प्रभार दर होगी। अनुवर्ती वर्षों हेतु आधार ऊर्जा प्रभार दर (base energy rate) वह दर होगी जिसकी गणना भुगतान के प्रयोजन से आधार ऊर्जा प्रभार में वृद्धि करने के उपरान्त वृद्धि दरों के रूप में केन्द्रीय आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित प्रतिस्पर्धात्मक बोली दिशा-निर्देशों के अन्तर्गत की जाएगी।

48. जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा भुगतान (Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations) :

- 48.1** किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थाई लागत की संगणना इन विनियमों के अन्तर्गत वार्षिक आधार पर विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार की जाएगी तथा इसकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) तथा ऊर्जा प्रभारों के अन्तर्गत की जाएगी जिसका भुगतान हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की विक्रययोग्य क्षमता में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में, अर्थात्, क्षमता अनुसार गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत प्रदाय को छोड़कर, किया जाएगा :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रथम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के मध्य की अवधि के दौरान क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के भुगतान के अवधारण हेतु वार्षिक स्थाई लागत की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र के कार्य पूर्ण किये जाने संबंधी अन्तिम प्राक्कलन के आधार पर प्रावधिक तौर पर की जाएगी।

- 48.2** किसी कैलेंडर माह हेतु किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र का भुगतानयोग्य क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) निम्नानुसार होगा :

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAPA F) \text{ (रुपये में)}$$

जहां,

AFC = वर्ष हेतु निर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत, रूपयों में

NAPAF = मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NDM = माह के दौरान दिवस संख्या

NDY = वर्ष के दौरान दिवस संख्या

- 48.3** PAFM = माह के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी:

$$PAFM = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX)\}} \%$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DC_i = माह के i^{वें} दिवस हेतु घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) जो केन्द्र (स्टेशन) को न्यूनतम 3 (तीन) घंटे की अवधि में प्रदान करने में सक्षम हो, जैसा कि इसे समन्वयन भार प्रेषण केन्द्र (nodal load dispatch centre) द्वारा दिवस की समाप्ति पर सत्यापित किया जाए

IC = सम्पूर्ण विद्युत उत्पादन केन्द्रों की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = माह के दौरान दिवस संख्या

- 48.4** वार्षिक स्थाई लागत स्वत्वाधिकार (AFC entitlement) जैसा कि इसकी गणना ऊपर की गई है, ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को किसी दिये गये वर्ष हेतु अनुमोदित वार्षिक स्थाई लागत के 3% तक प्रोत्साहन अनुज्ञेय किया जाएगा जिसकी बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

$$\text{प्रोत्साहन (Incentive)} = (3\% \times B \times CCy) / 12$$

जहां,

B = उक्त विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु मासिक आवृत्ति अनुक्रिया निष्पादन (Monthly Frequency Response Performance) जैसा इसे संबंधित क्षेत्रीय ऊर्जा समिति (RPC)/राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) द्वारा प्रमाणित किया गया हो, जिसकी आयोग के अनुमोदनानुसार राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र (NLDC) द्वारा निर्दिष्ट क्रियाविधि के अनुसार प्राथमिक अनुक्रिया पर विचार करते हुए गणना की जाएगी तथा B का मूल्य 0 तथा 1 के मध्य होगा :

परन्तु यह कि प्रोत्साहन का भुगतान केवल इसी शर्त पर किया जाएगा यदि B का मूल्य 0.30 से अधिक हो।

CCy = वर्ष हेतु क्षमता प्रभार

- 48.5** ऊर्जा प्रभार का भुगतान प्रत्येक हितग्राही/लाभार्थी द्वारा, माह के दौरान कुल अनुसूचित प्रदाययोग्य ऊर्जा हेतु, निःशुल्क ऊर्जा (free energy) को घटाकर, यदि कोई हो, एक्स-बस आधार पर, संगणना की गई, ऊर्जा प्रभार दर पर किया जाएगा। माह के दौरान विद्युत उत्पादन कम्पनी को कुल भुगतानयोग्य

ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :

ऊर्जा प्रभार (Energy Rate) = (ऊर्जा प्रभार दर रु. प्रति किलोवाट ऑवर में) x {माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) किलोवाट ऑवर में} x (100 - FEHS) / 100

- 48.6** किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर का अवधारण रु. प्रति किलोवाट ऑवर में, एक्स-विद्युत संयन्त्र आधार पर, तीन दशमलव बिन्दुओं तक निम्न सूत्र के आधार पर इस विनियम के विनियम 48.8 के उपबन्धों के अध्यधीन रहते हुए किया जाएगा :

ECR = AFC x 0.5 x 10 / { DE x (100 - AUX) x (100 - FEHS)}

जहां,

DE = जल विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु वार्षिक रूपांकन ऊर्जा (design energy), मेगावाट ऑवर में, निम्न दर्शाये विनियम 48.7 के उपबन्धों के अध्यधीन रहते हुए होगी

FEHS = गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा (free energy), प्रतिशत में, जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 55.2 (टीप-3) में परिभाषित किया गया है

- 48.7** यदि किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र की वर्ष के दौरान विक्रययोग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस), विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा (एक्स-बस) से कम विद्युत उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण से परे कतिपय कारणों से हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादन केन्द्र ऊर्जा प्रभारों में कमी (shortfall) की वसूली मांग परक प्रबन्धन ऊर्जा (DSM Energy) के समायोजन पश्चात्, छः समतुल्य ब्याज मुक्त मासिक किस्तों में आगामी वर्ष में, सत्यापन के अध्यधीन रहते हुए करेगा :

परन्तु ऐसे प्रकरण में, जहां जल विद्युत उत्पादन केन्द्र से वास्तविक विद्युत उत्पादन रूपांकित ऊर्जा से निरन्तर 4 वर्षों की अवधि हेतु जल-वैज्ञानिक (hydrology factor) कारक के कारण कम रही हो, वहां विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से सुसंबद्ध आंकड़ों के साथ केन्द्र की रूपांकित ऊर्जा के पुनरीक्षण हेतु सम्पर्क किया जाएगा।

- 48.8** विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि 2019-24 के दौरान विक्रययोग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) के कारण ऊर्जा प्रभारों में किसी कमी के बारे में जिसकी विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा (एक्स-बस) से कम होने तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण से बाहर परिस्थिति के कारण जिसकी कथित विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि में वसूली नहीं हो पाई हो, की वसूली इस विनियम के विनियम 48.7 के

अनुसार की जाएगी।

- 48.9** यदि किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु ऊर्जा प्रभार दर (ECR) जैसा कि इसकी गणना इस विनियम के विनियम 48.5 में की गई है, एक सौ तीस पैसे प्रति किलोवाट ऑवर से अधिक हो तथा वर्ष के दौरान वास्तविक विक्रय योग्य ऊर्जा $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) / 10000\}$ मेगावाट ऑवर से अधिक हो तो ऊर्जा हेतु ऊर्जा प्रभार की बिलिंग उपरोक्त से अधिक हेतु, केवल एक सौ तीस पैसे प्रति किलोवाट ऑवर की दर से ही की जाएगी।
- 48.10** उपरोक्त के अतिरिक्त, नदी-बहाव (ROR) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, विक्रययोग्य अनुसूचित ऊर्जा (saleable scheduled energy) से तत्संबंधी प्रोत्साहन का भुगतान 50 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर की दर से दिवस (24 घंटे) के शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान औसत विक्रययोग्य अनुसूचित ऊर्जा से अधिक हेतु किया जाएगा।
- 48.11** संबंधित भार प्रेषण केन्द्र (Load Dispatch Centre) हितग्राहियों/लाभार्थियों से परामर्श कर जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु घोषित की गई उपलब्ध समस्त ऊर्जा की अनुकूलतम उपयोगिता (optimal utilization) हेतु अनुसूचियों को अन्तिम रूप देगा जिसे समस्त हितग्राहियों/लाभार्थियों हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र के तत्संबंधी आवंटनों के समानुपात में अनुसूचीबद्ध किया जाएगा।
- 49. उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा भुगतान (Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Pumped Storage Hydro Generating Stations) :**
- 49.1** किसी उद्वहन संग्रहण जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थाई लागत (fixed cost) की संगणना इन विनियमों के अधीन वार्षिक आधार पर विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी तथा इसकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (capacity charge) के रूप में की जाएगी। हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा क्षमता प्रभार का भुगतान विद्युत उत्पादन केन्द्र की विक्रययोग्य क्षमता (saleable capacity) में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में देय होगा :

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन केन्द्र की प्रथम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के मध्य ऐसी अवधि के दौरान क्षमता प्रभार भुगतान के अवधारण हेतु वार्षिक स्थाई लागत (annual fixed cost) की गणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की कार्य समाप्ति लागत (completion cost) के नवीनतम प्राक्कलन (latest estimate) के आधार

पर की जाएगी।

- 49.2** किसी कैलेण्डर माह हेतु उद्वहन संग्रहण जल विद्युत उत्पादन केन्द्र को क्षमता प्रभार (capacity charge) का भुगतान निम्नानुसार किया जाएगा :

(AFCxNDM/NDY) (रूपये में), यदि माह के दौरान वास्तविक विद्युत उत्पादन माह के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई उद्वहन ऊर्जा (Pumping Energy) का $\geq 75\%$ है ; और

{(AFCxNDM/NDY) x {माह में शीर्ष (व्यस्ततम) घंटों के दौरान वास्तविक उत्पादन/माह के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई ऊर्जा का 75% (रूपये में)}, यदि माह के दौरान वास्तविक विद्युत उत्पादन माह के दौरान खपत की गई उद्वहन ऊर्जा के 75% से कम है।

जहां,

AFC = वर्ष के दौरान विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost), रूपये में

NDM = माह के दौरान दिवस संख्या

NDY = वर्ष के दौरान विषय संख्या

परन्तु यह कि केन्द्र के वास्तविक विद्युत उत्पादन तथा उसके द्वारा खपत की गई वास्तविक उद्वहन ऊर्जा के आधार पर वर्ष के दौरान समायोजन निहित होंगे।

- 49.3** प्रत्येक हितग्राही/लाभार्थी द्वारा ऊर्जा प्रभार, निम्न स्तरीय जलाशय (lower elevation Reservoir) से उच्च स्तरीय जलाशय (higher elevation reservoir) हेतु जल के उद्वहन में उपयोग की गई ऊर्जा के 75% में रूपांकन ऊर्जा से आधिक्य मात्रा को जोड़कर, हितग्राही/लाभार्थी को अनुसूचित कुल ऊर्जा की आपूर्ति हेतु देय होंगे। कैलेण्डर माह के दौरान, एक्स विद्युत संयन्त्र आधार पर इसकी समान दर (flat rate) 20 पैसे प्रति किलोवाट ऑवर (kWh), यदि कोई हो, की औसत ऊर्जा प्रभार दर (average energy rate) के बराबर होगी।

- 49.4** विद्युत उत्पादन कम्पनी को एक माह हेतु देय ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :
- $$= 0.20 \times \{ \text{माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स वस) kWh में} - \{ \text{माह हेतु रूपांकन ऊर्जा (Design Energy) (DEm)} + \text{माह हेतु निम्न स्तरीय जलाशय से उच्च स्तरीय जलाशय को जल के उद्वहन हेतु उपयोग की गई ऊर्जा का } 75\% \} \} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

जहां,

DEm = माह हेतु जल विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु निर्दिष्ट रूपांकन ऊर्जा, (Design Energy), MWh में

FEHS = Free Energy Home State (अर्थात् राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा, जैसा कि इसका उल्लेख इन विनियमों के विनियम 55.2 (टीप-3) में किया गया है, यदि कोई हो।

परन्तु यह कि यदि माह के दौरान अनुसूचित ऊर्जा माह हेतु रूपांकन ऊर्जा (design energy) + माह के दौरान निम्न स्तरीय जलाशय से उच्च स्तरीय जलाशय की ओर जल के उद्वहन हेतु उपयोग की गई ऊर्जा के 75% से कम हो तो हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा देय ऊर्जा प्रभार (energy charges) शून्य होंगे :

परन्तु आगे यह और कि यदि निम्न स्तरीय जलाशय से उच्च स्तरीय जलाशय की ओर उद्वहन (pumping) हेतु ऊर्जा की व्यवस्था विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा की जाती है तो विद्युत उत्पादन केन्द्र के एक्स-बस उद्वहन का भुगतान हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की विक्रय योग्य क्षमता में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में किया जाएगा।

49.5 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा प्राकृतिक जल के दैनिक जल अन्तर्वाह (inflow) के उच्च स्तरीय जलाशय संबंधी, उच्च स्तरीय जलाशय तथा निम्न स्तरीय जलाशय के जलाशय स्तर के अभिलेख घंटावार संधारित किये जाएंगे। विद्युत उत्पादक को उपलब्ध जल की शीर्ष घंटावार आपूर्ति व्यवस्था को उच्चतम स्तर पर लाना होगा जिसमें जल का प्राकृतिक प्रवाह भी सम्मिलित है। यदि यह स्थापित हो जाए कि विद्युत उत्पादक जान-बूझकर या फिर अन्यथा, बिना किसी उचित कारण के बाह्य-शीर्ष अवधियों (off-peak periods) के दौरान निम्न स्तरीय जलाशय से उच्च स्तरीय जलाशय को जल का उद्वहन नहीं कर रहा है, या क्षमता (potential) के अनुसार विद्युत का उत्पादन नहीं कर रहा है, या प्राकृतिक जल के प्रवाह का अपव्यय कर रहा हो तो दिवस हेतु क्षमता प्रभार हितग्राही/लाभार्थी द्वारा देय न होंगे। इस प्रयोजन हेतु इकाइयों/केन्द्र के अवरोध (outage), नियोजित अवरोध (planned outage) तथा अनिवार्य अवरोध (forced outage) को सम्मिलित करते हुए के एक वर्ष में 15% अंश को किसी शीर्ष बाह्य अवधि के दौरान निम्न स्तरीय जलाशय से उच्च स्तरीय जलाशय को जल का उद्वहन न किये जाने, विद्युत उत्पादन न किये जाने, उद्वहन जल योजना के प्राकृतिक प्रवाह के अनुपयोग को इसका वैध कारण माना जाएगा :

परन्तु यह कि ऐसी परिस्थिति में जब वर्ष के दौरान कुल मशीन अवरोध 15% से अधिक हो तो वसूल किये गये कुल क्षमता प्रभारों को आनुपातिक आधार पर (Pro-rata basis) निम्न रीति के अनुसार समायोजित किया जाएगा :

$$(ACC)_{adj} = (ACC)_{Rx}(100-ATO)/85$$

जहां,

(ACC)_{adj} - समायोजित वार्षिक क्षमता प्रभार (Adjusted Annual Capacity Charges)

(ACC)_R - वसूल किये गये वार्षिक क्षमता प्रभार (Annual Capacity Charges recovered)

ATO - वर्ष हेतु कुल अवरोध (outage) प्रतिशत में, अनिवार्य (forced) तथा नियोजित (planned) अवरोधों को सम्मिलित करते हुए

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन केन्द्र को ग्रिड संहिता की अनुसूचीकरण प्रक्रिया से संरेखित अपनी मशीन उपलब्धता को प्रतिदिन दिवस-पूर्व आधार पर, दिवस के समस्त समय खण्डों (time block) हेतु घोषित करना होगा।

- 49.6 संबंधित भार प्रेषण केन्द्र हितग्राहियों/लाभार्थियों से परामर्श कर जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु घोषित की गई उपलब्ध समस्त ऊर्जा की अनुकूलतम उपयोगिता हेतु अनुसूचियों को अन्तिम रूप देगा जिसे समस्त हितग्राहियों/लाभार्थियों हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र के तत्संबंधी आवंटन के समानुपात में अनुसूचीबद्ध किया जाएगा।

50. विचलन प्रभार (Deviation Charges):

- 50.1 विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु वास्तविक शुद्ध अन्तःक्षेपण (actual net injection) तथा अनुसूचित शुद्ध अन्तःक्षेपण (scheduled net injection) के मध्य अंतरों तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों हेतु वास्तविक शुद्ध आहरण (net drawal) और अनुसूचित शुद्ध आहरण (scheduled net drawal) अंतरों को उनका तत्संबंधी विचलन (deviation) माना जाएगा तथा ऐसे विचलनों को केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अधिसूचित तथा समय-समय पर यथासंशोधित "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, या इसके किसी अनुवर्ती अधिनियम द्वारा नियन्त्रित किया जाएगा।
- 50.2 प्रत्येक विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा हितग्राही के वास्तविक शुद्ध विचलन (actual net deviation) को उसकी परिधि (periphery) पर राज्य पारेषण इकाई द्वारा स्थापित विशेष ऊर्जा मापयंत्रों के माध्यम से मीटरीकृत किया जाएगा तथा संबद्ध भार प्रेषण केन्द्र द्वारा इसकी गणना प्रत्येक 15-मिनट के समय-खण्ड हेतु मेगावाट ऑवर (MWh) में की जाएगी।

अध्याय-9

प्रचालन के मानदण्ड (Norms of Operation)**51. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड (Norms of operation for thermal generating stations) :**

51.1 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार (capacity charges), ऊर्जा प्रभार (energy charges), अनुपूरक क्षमता प्रभार (supplementary energy charges), अनुपूरक ऊर्जा प्रभार (supplementary energy charge) की वसूली तथा प्रोत्साहन (incentive) इन विनियमों में निर्दिष्ट किये गये मानदण्डों की उपलब्धि पर आधारित होंगे।

51.2 आयोग द्वारा किसी भी विद्युत उत्पादन केन्द्र के बारे में, स्वयमेव इन विनियमों में निर्दिष्ट स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) के मानदण्डों के बारे में जिन हेतु शिथिल मानदण्ड (relaxed norms) निर्दिष्ट किये गये हैं, पुनरीक्षित किया जा सकेगा।

51.3 ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु निम्न दर्शाये गये प्रचालन मानदण्ड ऐसे विद्यमान ताप विद्युत केन्द्रों को लागू होंगे जिनके द्वारा दिनांक 31 मार्च, 2012 को अथवा उससे पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त की गई हो :

(क) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	1x200+1x210	410.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच3)		830.0	70.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	85.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 x 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 x 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1x500	500.0	85.00%

(ख) सकल स्टेशन ऊष्मा दर (KCal/kWh) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	1x200+1x210	410.0	2850
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	2850
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीच 3)		830.0	2850
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	2450

संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 x 210	420.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 x 210	420.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	2700
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1X500	500.0	2390

(ग) आपेक्षिक ईंधन खनिज तेल खपत (Specific Fuel Oil Consumption) (ml/kWh) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	1x200+1x210	410.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	1.75
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	0.50
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 x 210	420.0	1.30
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 x 210	420.0	1.00
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	1.15
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1x500	500.0	0.50

(घ) सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption) (%)

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	1x200+1x210	410.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	10.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	9.25%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 x 210	420.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 x 210	420.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	10.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1x500	500.0	5.75%

(ङ) प्रोत्साहन हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (NAPLF) (%)

विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 2	1x200+1x21	410.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	70.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 2 तथा पीएच 3)		830.0	70.00%
अमरकंटक ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1 x 210	210.0	85.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 1	2 x 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 2	2 x 210	420.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (पीएच 1 तथा पीएच 2)		840.0	75.00%
संजय गांधी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र पीएच 3	1x500	500.0	85.00%

51.4 दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् प्राप्त की गई वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से जुड़ी

समस्त क्षमताओं के संबंध में कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन इकाइयों/केन्द्रों हेतु निम्न मानदण्ड लागू होंगे :

क. मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normal Annual Plant Availability Factor-NAPAF) :

(एक) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र (Coal-based Generating Stations) : 85%

(दो) कोयला अस्वीकारणों पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र (For Generating Stations based on Coal Rejects) : (क) वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रथम तीन वर्ष : 68.50% और (ख) वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के तीन वर्ष पूर्ण होने के पश्चात : 75%

ख. मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक (Normative Annual Plant Load Factor-NAPLF) : 85%

ग. सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate) :

(एक) विद्यमान कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र जो 01.04.2012 को या तत्पश्चात् 31.03.2024 तक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि धारित करते हैं (उन्हें छोड़कर जो विनियम 51.3 के अधीन सम्मिलित हों), स्टेशन ऊष्मा दर मानदण्ड (station heat rate norms) वहीं होंगे जैसा कि वे आयोग द्वारा पूर्व में पूर्व विद्युत-दर अवधि हेतु, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2019-24 हेतु अनुमोदित किये गये हैं।

(दो) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (coal based thermal generating stations) जो दिनांक 01.04.2024 को या तत्पश्चात वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति करते हों :

200-300 मेगावाट श्रेणियों (sets) हेतु स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) = $1.05 \times$ रूपांकन ऊष्मा दर (Design Heat Rate) (KCal/kWh)
500 मेगावाट तथा इससे अधिक क्षमता श्रेणियों (sets) हेतु स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) = $1.045 \times$ रूपांकन ऊष्मा दर (Design Heat Rate) (KCal/kWh)

जहां किसी विद्युत उत्पादन इकाई के रूपांकन ऊष्मा दर (Design Heat Rate) का तात्पर्य यूनिट ऊष्मा दर (unit heat rate) से हो जैसा कि इसे सामग्री प्रदायक (supplier) द्वारा शत प्रतिशत उच्चतम निरन्तर मूल्यांकन (MCR), शून्य प्रतिशत प्रतिपूर्ति (Zero Percent Makeup), रूपांकन कोयला (design coal) तथा रूपांकन शीतल जल तापमान (design cooling water temperature)/पृष्ठ दबाव (back pressure) शर्तों पर प्रत्याभूत किया गया है :

परन्तु यह कि इकाइयों के दबाव (pressure) तथा तापमान मूल्यांकन (temperature ratings) पर निर्भर, उच्चतम रूपांकन टरबाइन

चक्र ऊष्मा दर (maximum design turbine cycle heat rate) तथा न्यूनतम वाष्पित्र दक्षता (minimum boiler efficiency) निम्न तालिका के अनुसार होंगे :

दबाव मूल्यांकन (Pressure Rating) (Kg/cm ²)	150	170	170	247
सुपर हीट टेम्परेचर (SHT) सीहीटर टेम्परेचर (RHT) (°C)	535 / 535	537 / 537	537 / 565	537 / 565
वाष्पयन्त्र पोषित पम्प का प्रकार (Type of BFP)	विद्युत चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित
उच्चतम टरबाइन चक्र ऊष्मा दर (KCal/kWh)	1955	1950	1935	1900
न्यूनतम वाष्पित्र दक्षता				
उप-बिंदुमिनस भारतीय कोयला (%)	86	86	86	86
बिंदुमिनस आयातित कोयला (%)	89	89	89	89

दबाव मूल्यांकन (Pressure Rating) (Kg/cm ²)	247	260	270	270
सुपर हीट टेम्परेचर (SHT) सीहीटर टेम्परेचर (RHT) (°C)	565 / 593	593 / 593	593 / 593	600 / 600
वाष्पयन्त्र पोषित पम्प का प्रकार (Type of BFP)	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित
उच्चतम टरबाइन चक्र ऊष्मा दर (kCal/kWh)	1850	1814	1810	1790
न्यूनतम वाष्पित्र दक्षता				
उप-बिंदुमिनस भारतीय कोयला (%)	86	86	86.50	86.50
बिंदुमिनस आयातित कोयला (%)	89	89.50	89.50	89.50

यदि रूपांकन टरबाइन चक्र ऊष्मा दर (Design Turbine Cycle Heat Rate) तथा वाष्पित्र दक्षता (boiler efficiency) इन मूल्यों से बेहतर हो, तो इन्हीं को रूपांकन यूनिट ऊष्मा दर (Design Unit Heat Rate) की गणना हेतु मान्य किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि यदि किसी इकाई के दबाव तथा तापमान मानदण्ड उपरोक्त दर्शाये गये मूल्यांकनों (ratings) से भिन्न हों तो ऐसी दशा में निकटतम श्रेणी की उच्चतम रूपांकन इकाई की ऊष्मा दर का प्रयोग किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि जहां इकाई की ऊष्मा दर प्रत्याभूत नहीं की गई हो परन्तु टरबाइन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता उसी सामग्री प्रदायकर्ता अथवा भिन्न-भिन्न सामग्री प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक-पृथक प्रत्याभूत की गई हों तो ऐसी दशा में इकाई रूपांकन ऊष्मा दर की गणना प्रत्याभूत टरबाइन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता के प्रयोग द्वारा की जाएगी :

परन्तु आगे यह और भी कि जहां सब-बिंदुमिनस भारतीय कोयले हेतु

वाष्पयंत्र दक्षता 86 प्रतिशत से कम तथा बिटुमिनस आयातित कोयले हेतु 89 प्रतिशत से कम हो वहां इन्हें स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) की गणना हेतु सब बिटुमिनस कोयले तथा बिटुमिनस आयातित कोयले हेतु क्रमशः 86 प्रतिशत तथा 89 प्रतिशत ही माना जाएगा :

परन्तु यह और भी कि शुष्क शीतलीकरण (Dry Cooling System) पर आधारित इकाइयों हेतु उच्चतम टरबाइन चक्र ऊष्मा दर (maximum turbine cycle Heat Rate) को वास्तविक रूपांकन के अनुसार या उपरोक्त तालिका में दिये गये मूल्यों से 6% अधिक, इनमें से जो भी कम हो, मान्य किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि यदि एक या एक से अधिक इकाइयां दिनांक 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित की गई हों तो ऐसी दशा में इन इकाइयों हेतु तथा इनके साथ-साथ दिनांक 1.4.2024 को तथा तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित ऊष्मा दर मानदण्ड जिनकी गणना उपरोक्त विधि द्वारा की जाएगी या फिर आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 हेतु आयोग द्वारा विचार किया जाए, इनमें से जो भी कम हो, मानी जाएगी :

परन्तु यह और भी कि कोयला अस्वीकरणों (Coal Rejects) पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उनकी स्वीकार्यता को इनके गुण-दोष के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

टीप : ऐसी इकाइयों के संबंध में जहां वाष्पयंत्र पोषित पम्प विद्युत द्वारा चालित हों, उनमें उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर, टरबाइन चालित वाष्पयन्त्र पोषित पम्प हेतु विनिर्दिष्ट की गई उच्चतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर (kCal/kWh) कम होगी।

घ. आपेक्षिक ईंधन तेल खपत (Specific Fuel Oil Consumption) :

- (एक) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र : 0.5 ml/kWh
 (दो) कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र मय दीवार
 के (अग्र/पृष्ठ/बाजू युक्त) प्रज्वलित वाष्पित्र (boiler): 1.00 ml/kWh
 (तीन) कोयला अस्वीकरणों (coal rejects) पर आधारित विद्युत : 2.00 ml/kWh
 उत्पादन केन्द्रों हेतु

ड. सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption) :

स.क्र.	विद्युत उत्पादन केन्द्र	मय नैसर्गिक कर्षण शीतलीकरण टावर (Natural Draft Cooling Tower) या शीतलीकरण टॉवर के बगैर भी
(1)	200/210/250 MW श्रेणी (Series)	8.50%
(2)	300/330/350/500 MW तथा अधिक	

	वाष्प चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	5.25%
	विद्युत चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	8.00%
(3)	600 MW तथा अधिक	
	वाष्प चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प (Steam driven boiler feed pumps)	5.25%
	विद्युत चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प (Electrically driven boiler feed pumps))	8.00%
(4)	45 MW	10.00%

परंतु यह कि ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र मय प्रेरित कर्षण (induced draft) शीतलीकरण टॉवरों के जहां 'ball and tube type coal mill' का उपयोग किया जाता हो वहां मानदण्डों में आगे क्रमशः 0.5% तथा 0.8% की वृद्धि कर दी जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि शुष्क शीतलीकरण प्रणालियों (Dry Cooling Systems) से युक्त संयंत्रों हेतु अतिरिक्त सहायक ऊर्जा खपत निम्नानुसार अनुज्ञेय की जाएगी :

शुष्क शीतलीकरण प्रणाली का प्रकार (Type of Dry Cooling System)	सकल विद्युत उत्पादन का प्रतिशत (% of gross)
प्रत्यक्ष, शीतलीकरण वायु शीतिति संघनित्र, मय यांत्रिक कर्षण पंखों के (Direct Cooling air cooled Condenser with mechanical draft)	1.00%
अप्रत्यक्ष, शीतलीकरण प्रणाली जिनमें जेट संघनित्र नियोजित किये जाते हैं, मय दाब प्रतिप्राप्ति टरबाइन तथा नैसर्गिक कर्षण टावर के (Indirect cooling system employing condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower)	0.50%

परन्तु यह और भी कि कोयला अस्वीकरणों (Coal rejects) पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु सहायक खपत 10% होगी।

च. ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों की उत्सर्जन नियन्त्रण प्रणाली हेतु ऊर्जा खपत के मानदण्ड (AUXEN) (Norms of Auxiliary energy consumption for emission control system (Auxen) of Thermal generating systems)

प्रौद्योगिकी का नाम	(AUXen) (सकल विद्युत उत्पादन के प्रतिशत के रूप में)
(1) सल्फर डाइ ऑक्साइड के उत्सर्जन को कम करने हेतु	
क) नमी युक्त चूना पत्थर (wet lime stone) आधारित FGD प्रणाली (बिना गैस से लेकर गैस हीटर तक)	1.0%
ख) शुष्क चूना छिड़काव या चूना छिड़काव (Lime Spray Dryer) या अर्द्ध-शुष्क FGD प्रणाली	1.0%
ग) शुष्क शोषक अन्तःक्षेपण प्रणाली (Dry Sorbent Injection system) (सोडियम बाइकार्बोनेट के उपयोग द्वारा)	शून्य
घ) CBFC विद्युत संयंत्र हेतु (फर्नेस अन्तःक्षेपण)	शून्य
(2) नाइट्रोजन के आक्साइड के उत्सर्जन को कम करने हेतु	
क) चयनात्मक गैर-उत्सर्जक (non-catalytic) न्यूनीकरण प्रणाली	शून्य
ख) चयनात्मक उत्सर्जक (catalytic) न्यूनीकरण प्रणाली	0.2%

छ. अभिकर्मक की खपत हेतु मानदण्ड (Norms for Consumption of Reagent) :

(1) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी करने हेतु विशिष्ट अभिकर्मक (reagent) की मानदण्डीय खपत निम्नानुसार होगी :

(क) नमीयुक्त चूना पत्थर आधारित फ्लू गैस डि-सल्फरीकरण प्रणाली हेतु
{For Wet Lime Stone based Flue Gas De-Sulphurisation (FGD System)}

$K \times \text{Normative Heat Rate (kCal/kWh)} \times \text{Sulphur content of coal (\%)/CVPF in kCal/kg} \times [85/\text{LP}] \text{ g/kWh}$

जहां,

CVPF - इन विनियमों के विनियम 43 के अनुसार परिकलित, कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु कोयले का भारित औसत सकल ऊष्मित मान, kCal per Kg में :

परन्तु यह कि K का मूल्य इकाइयों द्वारा 100/200 mg/Nm³ या (26.8 x रुपांकन SO₂ निष्कासन दक्षता/73%) सल्फर डाइऑक्साइड (SO₂) उत्सर्जन मानदण्ड के अनुपालन हेतु (35.2 x रुपांकन SO₂ निष्कासन दक्षता/96%) के बराबर होगा ताकि इकाइयों द्वारा 600 mg/Nm³ सल्फर डाइऑक्साइड (SO₂) उत्सर्जन का मानदण्ड प्राप्त किया जा सके।

परन्तु आगे यह और कि चूना पत्थर शुद्धता (lime stone purity) 85% से कम न होगी।

(ख) चूना छिड़काव शोषित्र (लाइम स्प्रै ड्रायर) या अर्द्ध-शुष्क फ्लू गैस डि-सल्फरीकरण (FGD) प्रणाली : विशिष्ट चूना खपत की गणना चूने की न्यूनतम शुद्धता (LP) जैसा कि वह 90% पर हो, या फिर इससे अधिक सूत्र, $[6 \times 90/\text{LP}] \text{ g/kWh}$ के अनुप्रयोग के आधार पर की जाएगी।

(ग) शुष्क शोषक अन्तःक्षेपण प्रणाली (Dry Sorbent Injection System) (सोडियम बाइकार्बोनेट के प्रयोग द्वारा) : सोडियम बाइकार्बोनेट की विशिष्ट खपत 100% शुद्धता पर 12 g/kWh होगी।

(घ) CBFC प्रौद्योगिक (फर्नेस अन्तःक्षेपण) आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु : CBFC आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु (फर्नेस अन्तःक्षेपण) हेतु विशिष्ट चूना पत्थर (लाइमस्टोन) खपत की गणना निम्न सूत्र के आधार पर की जाएगी :

$[62.9 \times S \times \text{SHR}/\text{CPF}] \times [85/\text{LP}]$

जहां,

S = गंधक (सल्फर) की मात्रा प्रतिशत में,

LP = चूना पत्थर (लाइमस्टोन) शुद्धता प्रतिशत में,

SHR = सकल स्टेशन ऊष्मा दर, (kCal per kWh) में,

CVPF = कोयले का भारित औसत सकल ऊष्मीय मान (calorific value),
जैसा कि वह प्राप्त किया गया हो, kCal per kWh में, कोयला
आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु में से 85 kCal per kWh
घटाकर जो विद्युत उत्पादन केन्द्र पर भण्डारण के दौरान भिन्नता/
विषमता (Variation) के कारण हो सकता है :

(2) नाइट्रोजन के ऑक्साइड उत्सर्जन में कमी करने हेतु विभिन्न तकनीकों हेतु
विशिष्ट अभिकर्मक (reagent) की मानदण्डीय खपत निम्नानुसार होगी :

(क) चयनात्मक गैर-उत्सर्जक न्यूनीकरण प्रणाली हेतु {Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System} : 'SNCR System' हेतु विशिष्ट
यूरिया खपत 100% यूरिया की शुद्धता पर 1.2 g/kWh होगी।

(ख) चयनात्मक उत्सर्जक न्यूनीकरण प्रणाली हेतु {Selective Catalytic Reduction (SCR) System} : (SCR System) हेतु विशिष्ट अमोनिया
खपत 100% अमोनिया शुद्धता पर 0.6 g/kWh होगी।"

52. जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड (Norms of operation for Hydro generating stations) :

52.1 जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु प्रचालन के मानदण्ड निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :
मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)

आयोग द्वारा जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता
कारक (NAPAF) का अवधारण निम्न मानदण्डों के अनुसार किया जाएगा :

(एक) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र (Storage Pondage Type Plants)
जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट
(MDDL) के स्तर में अन्तर 8 प्रतिशत तक का हो, तथा जहां संयंत्र उपलब्धता
गाद (Silt) से प्रभावित न हो: 90 प्रतिशत

(दो) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर (head
variation) पूर्ण जलाशय स्तर तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर में
अन्तर 8 प्रतिशत से अधिक का हो व जहां संयंत्र उपलब्धता गाद (silt) से
प्रभावित न हो : माहवार शीर्ष क्षमता जैसा कि परियोजना प्राधिकारियों द्वारा इसे
विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन में प्रदान किया गया हो, {केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित} 'NAPAF' के निर्धारण का आधार बनेगा।

(तीन) जलाशय (pondage) प्रकार के संयंत्र, जहां संयंत्र की उपलब्धता उल्लेखनीय
रूप से गाद (silt) (सिल्ट) द्वारा प्रभावित होती हो : 85 प्रतिशत

(चार) नदी-बहाव प्रकार के संयंत्र (Run-of River Type Plants) : मानदण्डीय वार्षिक
संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) का अवधारण दस-दिवस रूपांकन ऊर्जा

आंकड़ों (design energy data) पर आधारित संयंत्रवार किया जाएगा जिसे पूर्व के अनुभव के आधार पर, उसके उपलब्ध/ युक्तियुक्त होने की दशा में, संयंत्र (moderated) किया जाएगा।

52.2 आयोग द्वारा मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के अवधारण में अतिरिक्त रियायत (allowance) प्रदान की जा सकेगी, उदाहरण के तौर पर, असामान्य गाद (silt) की समस्या अथवा अन्य प्रचालन शर्तें तथा संयंत्र की विदित परिसीमाएं।

52.3 उपरोक्त विवरण के आधार पर, क्षमता प्रभारों की वसूली हेतु वर्तमान में प्रचालित किये जा रहे जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों के मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) निम्नानुसार होंगे :-

केन्द्र (Station)	संयंत्र का प्रकार (Type of Plant)	संयंत्र क्षमता (Plant Capacity) (MW)	राज्य को आवंटित संयंत्र क्षमता (मेगावाट में)	मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)
गांधी सागर HPS	संग्रहण (Storage)	115.0	57.5	85.00%
पैच HPS	संग्रहण (Storage)	160.00	106.7	85.00%
राजघाट HPS	संग्रहण (Storage)	45.00	26.86	60.00%
बरगी उत्पादन केन्द्र	संग्रहण (Storage)	90.00	90.0	85.00%
बाणसागर संकुल (सिलपारा को छोड़कर)	संग्रहण (Storage)	395.00	395.0	85.00%
सिलपारा HPS	नदी बहाव आधारित मय जलाशय (Run of river with pondage)	30.00	30.0	85.00%
बिरसिंहपुर HPS	संग्रहण (Storage)	20.00	20.0	85.00%
मढ़ीखेड़ा HPS	संग्रहण (Storage)	60.00	60.0	85.00%

52.4 उद्वहन संग्रहण जल-विद्युत उत्पादन केन्द्रों (Pumped Storage hydrogenerating Stations) के प्रकरण में, अनुप्रवाह जलाशय (down stream reservoir) से धारा-प्रतिकूल जलाशय (upstream reservoir) की ओर जल के उद्वहन की व्यवस्था हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र के बस बार तक यथोचित पारेषण तथा वितरण हानियों को संज्ञान में लेकर की जाएगी। बदले में हितग्राही/लाभार्थी को शीर्ष (peak) घंटों के दौरान निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर पर स्थित जलाशय में जल के उद्वहन (पम्पिंग) हेतु उपयोग की गई समान ऊर्जा के 75% का प्रलाभ प्राप्त करने की पात्रता होगी तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र शीर्ष (peak) घंटों के दौरान विद्युत की उक्त मात्रा की आपूर्ति हेतु वचनबद्ध होगा :

परन्तु यह कि वे हितग्राही/लाभार्थी जो बाह्य-शीर्ष (off-peak) घंटों के दौरान ऊर्जा के वांछित स्तर तक आपूर्ति करने में विफल रहते हों तो शीर्ष

घंटों के दौरान उनकी पात्रता (entitlement) में विद्युत उत्पादन केन्द्र से उनकी ऊर्जा में आनुपातिक कमी (pro-rata reduction) की जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि हितग्राही/लाभार्थी उनकी विद्युत उत्पादन केन्द्र में क्षमता के अंशदान (share) को आंशिक या पूर्ण रूप से अर्पित (assign) या समर्पित (surrender) कर सकेंगे या फिर राज्य शासन द्वारा क्षमता को पुनः आवंटित किया जा सकेगा, तथा ऐसे प्रकरण में क्षमता अंशदान (capacity share) का स्वामी (owner) या अभ्यर्पिती (assignee) शीर्ष बाह्य घंटों में विद्युत उत्पादन केन्द्र को समान मात्रा में ऊर्जा की व्यवस्था करने हेतु उत्तरदायी होगा तथा उसे शीर्ष (peak) घंटों के दौरान सदृश ऊर्जा (Corresponding Energy) के लिए उसी प्रकार पात्रता होगी जिस हेतु मूल हितग्राही/लाभार्थी पात्रता धारित करता हो।

सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption) :

52.5 200 मेगावाट या 200 मेगावाट क्षमता से अधिक जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु सहायक ऊर्जा खपत के मानदण्ड निम्नानुसार हैं :

स्टेशन का प्रकार (Type of Station)	सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption)	
	200 मेगावाट की स्थापित क्षमता से अधिक हेतु	200 मेगावाट तक की क्षमता हेतु
सतही (Surface) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र		
घूर्णन संदीपन (Rotating excitation)	0.7%	0.7%
स्थैतिक संदीपन (Static excitation)	1.0%	1.2%
भूमिगत जल विद्युत उत्पादन केन्द्र		
घूर्णन संदीपन (Rotating excitation)	0.9%	0.9%
स्थैतिक संदीपन (Static excitation)	1.2%	1.3%

अध्याय – 10

अनुसूचीकरण, लेखांकन तथा बिलिंग (Scheduling, Accounting and Billing)

53. अनुसूचीकरण (Scheduling) :

किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु अनुसूचीकरण बावत क्रियाविधि आयोग द्वारा अनुमोदित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (या फिर अन्य कोई संहिता या विनियम) में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए।

54. मापन पद्धति तथा लेखांकन (Metering and Accounting) :

मापन पद्धति (मीटरिंग) तथा लेखांकन हेतु मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा अनुमोदित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (या फिर अन्य कोई संहिता या विनियम) के उपबन्ध प्रयोज्य होंगे।

55. प्रभारों की बिलिंग तथा भुगतान (Billing and Payment of Charges):

55.1 विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा इन विनियमों के अनुसार क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों हेतु देयक (बिल) मासिक आधार पर प्रस्तुत किये जाएंगे तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा प्रयोज्य भुगतान सीधे विद्युत उत्पादन कम्पनी को किये जाएंगे :

परन्तु हितग्राही/लाभार्थी द्वारा प्राधिकृत व्यक्ति के कार्यालय में मूल देयक की भौतिक प्रतिलिपि और/अथवा विद्युत उत्पादन कम्पनी के प्राधिकृत व्यक्ति के अधिकारिक ई-मेल आईडी के माध्यम से प्रेषित किये गये मूल देयक के प्रतिरूपण (स्कैन की गई प्रतिलिपि) द्वारा बिल की प्रस्तुति को वैध माना जाएगा:

परन्तु आगे यह और कि कम्पनी के प्रबंध संचालक अथवा मुख्य कार्यपालन अधिकारी द्वारा हस्ताक्षरकर्ता अथवा हस्ताक्षरकर्ताओं (केवल अधिकारी पदनाम के रूप में) को अग्रिम रूप से अधिसूचित किया जाएगा तथा प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ताओं की सूची या प्रयोजन में किसी परिवर्तन को इसी विधि के अनुसार सम्प्रेषित किया जाएगा।

55.2 किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में क्षमता प्रभार (Capacity Charge) का भुगतान विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा किसी माह हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता में उनके प्रतिशत अंशदान के अनुसार (अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित करते हुए) परस्पर वितरित किया जाएगा। किसी जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों (energy charges) का भुगतान विद्युत

उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर वितरित विक्रय-योग्य क्षमता (saleable capacity) (जिसका अवधारण उनके गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा के तत्संबंधी क्षमता को घटाने के पश्चात् किया जाएगा) विद्युत उत्पादन केन्द्र के अंशदान के अनुपात में (अनावंटित क्षमता में किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर) हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा निम्न दर्शाई गई टीप 3 के अनुसार किया जाएगा।

टीप 1 :

राज्य क्षेत्र के विद्युत उत्पादन केन्द्रों की कुल क्षमता में प्रत्येक हितग्राही/लाभार्थी के अंशदान/आवंटन का अवधारण राज्य शासन द्वारा अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर किया जाएगा। ये अंशदान स्टेशन क्षमता के प्रतिशत के रूप में प्रयोज्य होंगे तथा किसी माह के दौरान स्थिर रहेंगे। किसी हितग्राही/लाभार्थी का कुल क्षमता अंशदान, उसके क्षमता अंशदान तथा अनावंटित भाग में से किये गये किसी आवंटन का योग होगा। राज्य शासन द्वारा अनावंटित ऊर्जा में से किये गये किसी विशिष्ट आवंटन के अभाव में, अनावंटित ऊर्जा को आवंटित क्षमता में आवंटित अंशदान के अनुपात के अनुरूप जोड़ दिया जाएगा।

टीप 2 :

हितग्राही/लाभार्थी उनके आवंटित स्थायी अंशदान के अंश को अन्य हितग्राहियों को समर्पित किया जाना प्रस्तावित कर सकेंगे। ऐसे प्रकरणों में, ऊर्जा के अन्तरण की तकनीकी व्यवहार्यता पर निर्भर तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अन्य राज्यों के साथ निष्पादित किए गए विशिष्ट अनुबंधों के आधार पर जो इस प्रकार के अन्तरणों हेतु क्षेत्र के आन्तरिक/बाह्य रूप से किए जाएंगे, हितग्राहियों के अंशदान प्रत्याशित रूप से राज्य शासन द्वारा किसी कैलेण्डर माह के प्रारंभ से किसी विशिष्ट अवधि हेतु (पूर्ण माह संख्या में) पुनर्आवंटित किये जा सकेंगे। जब भी इस प्रकार के पुनर्आवंटन किये जाते हैं तो हितग्राही/लाभार्थी जो अपने अंशदान को समर्पित करते हैं, उन्हें समर्पित किये गये अंशदान हेतु क्षमता प्रभारों के भुगतान की बाध्यता नहीं होगी। उपरोक्तानुसार समर्पित की गई तथा पुनर्आवंटित की गई क्षमता की अवधि हेतु, क्षमता प्रभारों का भुगतान ऐसे राज्यों/हितग्राही द्वारा किया जाएगा जिन्हें/जिसे समर्पित क्षमता आवंटित की जाती है। उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनर्आवंटन की अवधि को छोड़कर, विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों द्वारा पूर्ण क्षमता प्रभारों का भुगतान अंशदान की आवंटित क्षमता के अनुसार जारी रखा जाएगा। समुचित प्राधिकारी द्वारा ऐसे पुनर्आवंटन (reallocation) तथा प्रत्यावर्तन (reversion) को समस्त संबंधितों को अग्रिम तौर इस प्रकार के पुनर्आवंटन तथा प्रत्यावर्तन के प्रभावशील होने के न्यूनतम तीन दिवस पूर्व सम्प्रेषित किया जाएगा।

टीप 3 :

FEHS, अर्थात् गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा को प्रतिशत के रूप में 13 प्रतिशत अथवा वास्तविक, इनमें से जो भी कम हो, माना जाएगा (यह प्रावधान मध्यप्रदेश पावर जनरेशन कम्पनी लिमिटेड के विद्युत उत्पादन केन्द्रों हेतु लागू नहीं होगा) :

परन्तु ऐसे प्रकरणों में जहां किसी जल-विद्युत परियोजना का कार्यस्थल किसी विकासक (जो राज्य द्वारा नियंत्रित अथवा स्वामित्व वाली कम्पनी नहीं होगी) को बोली की द्विस्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया द्वारा प्रदान किया जाता है, वहां "निःशुल्क ऊर्जा (free energy)" 13 प्रतिशत मानी जाएगी जिसमें विद्युत की 100 यूनिटों से तत्संबंधी ऊर्जा भी सम्मिलित होगी जो परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को 10 वर्ष की अवधि हेतु उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रदान की जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 10 वर्षों की अवधि हेतु परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को प्रति माह 100 यूनिट निःशुल्क विद्युत से तत्संबंधी मात्रा के प्रावधान का विवरण भी प्रदान किया जायेगा।

56. छूट (Rebate):

56.1 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा प्रस्तुत देयकों का भुगतान साखपत्र (Letter of Credit) या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अन्तरण (NEFT)/क्षेत्रीय लेन-देन सकल व्यवस्थापन (RTGS) के माध्यम से बिल प्रस्तुति के 5 दिवस के भीतर किए जाने पर कम्पनी द्वारा 1.5% की छूट प्रदान की जाएगी :

परन्तु यह कि यदि विद्युत क्रय अनुबन्ध (PPA) में भिन्न छूट क्रियाविधि प्रदान की जाती है तो इसे विद्युत क्रय अनुबन्ध प्रावधानों के अनुसार नियन्त्रित किया जाएगा।

व्याख्या : 5 दिवस की गणना करते समय, दिवस संख्या की गणना निरन्तर किसी अवकाश पर विचार किये बगैर की जाएगी। तथापि, यदि अन्तिम दिवस या पाचवां दिवस आधिकारिक अवकाश हो तो छूट के प्रयोजन से पांचवे दिवस को निकटतम अनुवर्ती कार्यकारी दिवस माना जाएगा (आधिकारिक राज्य शासकीय कैलेण्डर के अनुसार जहां प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता का कार्यालय या हितग्राही/लाभार्थी के प्रतिनिधि का कार्यालय बिल की प्राप्ति या अभिस्वीकृति के प्रयोजन से अवस्थित है)।

56.2 जहां विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा देयकों का भुगतान देयकों की प्रस्तुति के 5 दिवस पश्चात्, किसी भी दिवस को तथा 30 दिवस के भीतर तथा विद्युत क्रय

अनुबन्ध में उल्लेखित की गई निर्धारित तिथि के अनुसार का प्रावधान हो तो इनमें से जो भी तिथि पूर्व में घटित हो, के अनुसार एक प्रतिशत की छूट (rebate) प्रदान की जाएगी।

57. विलंब भुगतान अधिभार (Late payment surcharge) :

57.1 जहां इन विनियमों के प्रावधानों के अंतर्गत देय प्रभारों के किसी देयक के भुगतान में देयकों के प्रस्तुतिकरण की तिथि से 45 दिवस से अधिक अवधि का विलंब किया जाता हो अथवा विद्युत क्रय अनुबंध के अनुसार देयकों के प्रस्तुतीकरण की तिथि जो भी पहले हो, वहां विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा समय-समय पर यथा संशोधित भारत सरकार, विद्युत मन्त्रालय द्वारा जारी विद्युत (विलंब भुगतान अधिभार और संबंधित मामले) नियम 2022 द्वारा निर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार अधिरोपित किया जाएगा :

परन्तु यह कि यदि विद्युत क्रय अनुबन्ध (PPA) में भिन्न विलंब भुगतान अधिभार (LPA) क्रियाविधि प्रदान की गई हो तो इसे विद्युत क्रय अनुबन्ध के उपबन्धों के अनुसार नियन्त्रित किया जाएगा।

57.2 जब तक पक्षों (parties) द्वारा अन्यथा सहमति व्यक्त नहीं की गई हो, किसी हितग्राही/लाभार्थी द्वारा देय प्रभारों को सर्वप्रथम बकाया प्रभारों पर विलंब भुगतान अधिभार के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा तथा तत्पश्चात् विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा बिल किये गये मासिक प्रभारों के विरुद्ध, सर्वाधिक दीर्घकालीन विलम्बित देयक (longest overdue bill) से प्रारंभ करते हुए किया जाएगा।

अध्याय – 11

प्र लाभों का सहभाजन (Sharing of Benefits)

58. मानदण्डों में परिवर्तन के कारण लाभों का सहभाजन (Sharing of gains due to variation in norms) :

58.1 विद्युत उत्पादन कंपनी प्रयोज्य नियंत्रणीय मानदण्डों (controllable parameters) के वास्तविक निष्पादन के आधार पर प्राप्त किये गये लाभों की गणना निम्नानुसार करेगी :

(एक) स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) ;

(दो) द्वितीयक ईंधन तेल खपत (Secondary Fuel oil Consumption) ; और

(तीन) सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption)

58.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा नियन्त्रणीय कारकों के कारण अर्जित किये गये वित्तीय लाभों का सहभाजन विद्युत उत्पादन कंपनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य वार्षिक आधार पर किया जाएगा। विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर, परिचालन मानदंडों के कारण जैसा कि इसे इस विनियमों के विनियम 58.1 में दर्शाया गया है, वित्तीय लाभों को निम्न सूत्र के अनुसार परिकलित करते हुए इन्हें विद्युत उत्पादन केन्द्रों तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य 50 : 50 के अनुपात में सहभाजित किया जाएगा।

शुद्ध लाभ (Net Gain) = $(ECR_N - ECR_A) \times$ अनुसूचित विद्युत उत्पादन (Scheduled Generation)

जहां,

ECR_N = मानदण्डीय ऊर्जा प्रभार दर, जिसकी गणना स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक ऊर्जा खपत तथा द्वितीयक ईंधन तेल खपत हेतु निर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी।

ECR_A = वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर जिसकी गणना माह हेतु वास्तविक स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक ऊर्जा खपत तथा द्वितीयक ईंधन तेल खपत के आधार पर की जाएगी :

परन्तु जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में, शुद्ध लाभ के वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत से कम होने के कारण गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी बशर्ते विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा से अधिक हो तथा तदनुसार विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य इसका सहभाजन 50 : 50

के अनुपात में किया जाएगा :

(एक) जब विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन (saleable scheduled generation), मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा (saleable design energy) से कम हो तथा वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकन ऊर्जा से कम या समतुल्य हो तो :

शुद्ध लाभ (Net Gain) (मिलियन रूपयों में) = [(विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन, मिलियन यूनिटों में) - (मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा, मिलियन यूनिटों में)] x [1.30 या ECR, इनमें से जो भी कम हो]।

(दो) जब विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रययोग्य रूपांकित ऊर्जा से अधिक हो तो :

शुद्ध लाभ (Net Gain) (मिलियन रूपयों में) = {विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन, मिलियन यूनिटों में} - [(विक्रययोग्य अनुसूचित विद्युत उत्पादन, मिलियन यूनिटों में) x (100 - मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में) / (100 - वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में)] x [1.30 या ECR, इनमें से जो भी कम हो]।

59. ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन या पुनर्संरचना के कारण ब्याज की बचत का सहभाजन (Sharing of saving in interest due to re-financing or restructuring of loan) :

59.1 यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी को ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन (re-financing) या पुनर्संरचना (restructuring) के फलस्वरूप ऐसे पुनर्वितीय प्रबंधन अथवा पुनर्संरचना से संबद्ध लागत के लेखांकन के पश्चात् ब्याज दर शुद्ध बचत प्राप्त हो तो इसे हितग्राहियों/लाभार्थियों तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी के मध्य 50 : 50 के अनुपात में सहभाजित किया जाएगा।

59.2 किसी विवाद के प्रकरण में, पक्षकारों में से कोई भी एक अपना आवेदन समय-समय पर यथासंशोधित मप्रविनिआ (कारबार का संचालन) विनियम, के अनुसार प्रस्तुत कर सकेगा :

परंतु हितग्राही/लाभार्थी द्वारा ऋण के पुनर्वितीय प्रबंधन से उठने वाले किसी विवाद के विचाराधीन रहते हुए, विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा ब्याज के

कारण किये गये किसी दावे के भुगतान को रोका नहीं जाएगा।

60. गैर-विद्युत दर आय का सहभाजन (Sharing of Non-Tariff Income) :

विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में निम्न के कारण गैर-विद्युत-दर शुद्ध आय (non-tariff net income) का सहभाजन हितग्राहियों/लाभार्थियों तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी के मध्य 50 : 50 के अनुपात में वार्षिक आधार पर किया जाएगा :

- (क) भूमि या भवनों के भाड़े से प्राप्त आय (Income from rent of land or buildings) ;
- (ख) रद्दी माल के विक्रय से प्राप्त आय (income from sale of scrap) ;
- (ग) राखड़ के विक्रय से प्राप्त आय (Income from sale of fly ash) ;
- (घ) सामग्री प्रदायकों या ठेकेदारों को प्रदत्त अग्रिम राशियों पर प्राप्त ब्याज राशि (Interest on advances to suppliers or contractors) ;
- (ङ) कर्मचारी आवास-गृहों से प्राप्त भाड़ा राशि (Rental from staff quarters) ;
- (च) ठेकेदारों से प्राप्त भाड़ा राशि (Rental from contractors) ;
- (छ) विज्ञापनों से प्राप्त आय (Income from advertisements) ;
- (ज) इको-पर्यटन से प्राप्त आय (Income from Eco-tourism) ;
- (झ) पूंजी निवेश राशियों तथा बैंक शेष राशियों से प्राप्त ब्याज राशि (Interest on investments and bank balances) ;
- (ञ) निविदा प्रलेखों (tender documents) के विक्रय से प्राप्त आय (Income from sale of tender documents), और
- (ट) ऊर्जा बचत प्रमाण-पत्रों के विक्रय से प्राप्त आय (Income generated from sale of ESCerts) :

परन्तु विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा संचालित व्यवसाय से सुसंबद्ध पूंजी पर प्रतिलाभ में से किये गये पूंजी निवेश से अर्जित ब्याज या लाभांश राशि को गैर-विद्युत दर (टैरिफ) आय में सम्मिलित नहीं किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि विद्युत उत्पादन कम्पनी आयोग को अपनी गैर-विद्युत दर (टैरिफ) आय के पूर्वानुमान के पूर्ण विवरण प्रस्तुत करेगी। अंकक्षित लेखों के आधार पर गैर-विद्युत दर आय का भी सत्यापन कराया जाएगा।

61. स्वच्छ विकास क्रियाविधि के प्रलाभों का सहभाजन (Sharing of Clean Development Mechanism Benefits) :

स्वच्छ विकास क्रियाविधि के अन्तर्गत अनुमोदित उत्सर्जन न्यूनीकरण परियोजनाओं (emission reduction projects) से कार्बन आकलन की प्राप्तियों का परस्पर सहभाजन निम्न रीति के अनुसार किया जाएगा :

- (क) स्वच्छ विकास क्रियाविधि के कारण सकल प्राप्तियों की शत-प्रतिशत राशि परियोजना के विकास द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के प्रथम वर्ष में स्वयं के पास धारित रखी जाएगी ; और
- (ख) द्वितीय वर्ष में हितग्राहियों/लाभार्थियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा जिसमें उत्तरोत्तर प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी जिसके 50 प्रतिशत तक पहुँचने के पश्चात् प्राप्तियों का सहभाजन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य समान अनुपात में किया जाएगा।

अध्याय – 12

विविध प्रावधान (Miscellaneous Provisions)**62. प्रचालन के मानदण्डों के परिसीमन का उच्चस्थ होना (Operational Norms to be ceiling norms) :**

इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किये गये विनियम उच्चस्थ मानदण्ड हैं तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों को समुन्नत मानदण्डों के प्रति सहमत होने से प्रतिबंधित नहीं करेंगे तथा यदि समुन्नत मापदण्डों के प्रति सहमति बनती हो तो ऐसे मानदण्ड विद्युत-दर के अवधारण हेतु लागू किये जा सकेंगे।

63. उच्चतम विद्युत-दर से विचलन (Deviation from ceiling tariff) :

63.1 अवधारित की गई विद्युत-दर उच्चतम सीमा होगी। विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राही/लाभार्थी परस्पर निम्नतर विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारित करने हेतु भी सहमत हो सकते हैं।

63.2 विद्युत उत्पादन कम्पनी अदायगी की आवश्यकता के आधार पर न्यून अवमूल्यन/अवक्षयण के कारण इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगी। ऐसे प्रकरण में उपयोगी जीवनकाल के दौरान विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा अवमूल्यन/अवक्षयण में कमी के कारण प्रतिप्राप्त न किये गये अवमूल्यन की वसूली इन विनियमों में उपयोगी जीवनकाल के बाद की जा सकेगी।

63.3 विद्युत उत्पादन कम्पनी इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए परिचालन मापदण्डों से विचलन के बारे में प्रचालन एवं संधारण व्ययों को कम करने, पूंजी पर घटे हुए प्रतिलाभ तथा इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रोत्साहन के बारे में सहमति व्यक्त करते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगी।

63.4 आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट उच्चतम विद्युत-दर में विचलन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य सम्मत तिथि से प्रभावशील होगी।

63.5 विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों को उपरोक्त विनियमों 63.1 से 63.3 के अनुसार निम्नतर विद्युत-दर प्रभारित करने हेतु आयोग से सम्पर्क करना होगा। लेख के विवरण तथा विनियम 63.1 से 63.3 के अन्तर्गत वास्तविक रूप से प्रभारित की गई विद्युत-दर को सत्यापन के समय

प्रस्तुत करना होगा।

- 63.6** जहां विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर सहमति के आधार पर विनियमों 63.1 से 63.3 के अनुसार निम्नतर दर प्रभारित करने का निर्णय लिया गया हो वहां समस्त विद्युत-दर (agreed tariff) में इन विनियमों के अनुसार पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्ययों के आधार पर सत्यापन के समय ऊर्ध्वमुखी पुनरीक्षण (upward revision) नहीं किया जाएगा।

परन्तु यह कि जहां सत्यापित की गई विद्युत-दर (टैरिफ) सम्मत विद्युत-दर (agreed tariff) से कम हो वहां विद्युत उत्पादन कम्पनी केवल ऐसी सत्यापित विद्युत-दर ही प्रभारित करेगी :

परन्तु आगे यह और कि पक्षों के मध्य सम्मत विद्युत-दर (agreed tariff) तथा सत्यापित विद्युत-दर (true-up tariff) इन विनियमों के विनियम 7.13 के अनुसार किया जाएगा।

64. विदेशी विनिमय दर परिवर्तन का समायोजन (Hedging of Foreign Exchange Rate Variation) :

- 64.1** विद्युत उत्पादन कंपनी विदेशी विनिमय की अनावृत्ति को विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु विदेशी मुद्रा में प्राप्त किये गये ऋण पर ब्याज तथा विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में समायोजन आंशिक अथवा पूर्ण रूप से विद्युत उत्पादन कंपनी की स्वेच्छानुसार होगा, कर सकेगी।
- 64.2** जब कभी भी विद्युत उत्पादन कम्पनी उसके द्वारा अनुमोदित समायोजन नीति के अंतर्गत किसी समायोजन संबंधी क्रिया को निष्पादित करती हो तो विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा संबद्ध हितग्राहियों/लाभार्थियों को तीस दिवस के भीतर ऐसी व्यवस्थाओं के निष्पादन बाबत अवगत कराया जाएगा।
- 64.3** प्रत्येक विद्युत उत्पादन कम्पनी मानदण्डीय विदेशी ऋण से तत्संबंधी विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से संरक्षण की लागत की वसूली, सुसंगत वर्ष में, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर उक्त अवधि के दौरान जबकि वह व्यय के रूप में उद्भूत हो, करेगी तथा इस प्रकार विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से तत्संबंधी अतिरिक्त रूपयों के भुगतान के दायित्व को, समायोजित किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।
- 64.4** उक्त सीमा, जहां तक विद्युत उत्पादन कंपनी विदेशी विनिमय अनावृत्ति को

समायोजित करने में असमर्थ रहे, अतिरिक्त रूपयों में भुगतान के दायित्व हेतु ब्याज का भुगतान तथा ऋण की अदायगी जो मानदण्डीय विदेशी मुद्रा ऋण के सुसंगत वर्ष से तत्संबंधी हो, को अनुज्ञेय किया जाएगा बशर्ते यह विद्युत उत्पादन कंपनी अथवा उसके सामग्री प्रदायकर्ता अथवा ठेकेदारों के कारण उद्भूत न हो।

65. लागत समायोजन अथवा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली (Recovery of Cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation-FERV) :

65.1 प्रत्येक विद्युत उत्पादन कंपनी समायोजन संबंधी लागत तथा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन को आय या व्यय के रूप में उक्त अवधि के दौरान, जब वह उद्भूत हो, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर वसूल करेगी।

65.2 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा लागत के समायोजन या विदेशी विनिमय दर परिवर्तन की वसूली हितग्राहियों/लाभार्थियों से प्रत्यक्ष रूप से आयोग को आवेदन प्रस्तुत किये बगैर की जा सकेगी :

परन्तु लागत समायोजन अथवा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन के कारण दावा की गयी राशियों के बारे में हितग्राहियों द्वारा उठाई गई आपत्तियों के निराकरण हेतु विद्युत उत्पादन कंपनी आयोग के समक्ष अपना आवेदन उसके निर्णयार्थ प्रस्तुत कर सकेगी।

66. आवेदन शुल्क, प्रकाशन व्यय तथा अन्य सांविधिक प्रभार (Application fee, publication expenses and other statutory charges) :

66.1 हितग्राही/लाभार्थी द्वारा निम्न शुल्कों, प्रभारों तथा व्ययों का प्रत्यर्पण प्रत्यक्ष रूप से नीचे दर्शाई गयी रीति अनुसार किया जाएगा :

(एक) आवेदन दाखिल किये जाने संबंधी शुल्क तथा विद्युत-दर (टैरिफ) के अनुमोदन हेतु आवेदन संबंधी सूचना के प्रकाशन बावत व्ययों की वसूली आयोग के विवेकानुसार, विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा हितग्राहियों/लाभार्थियों से प्रत्यक्ष रूप से की जा सकेगी।

(दो) आयोग किसी शुल्क अथवा व्ययों के प्रत्यर्पण बावत अनुमति जैसा कि उसके द्वारा उचित समझा जाए, प्रभावित पक्षकारों की सुनवाई पश्चात् तथा लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् प्रदान कर सकेगा।

(तीन) आयोग द्वारा अवधारित किये गये राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों तथा पारेषण प्रभारों को व्यय माना जाएगा यदि वे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा भुगतानयोग्य हों।

(चार) क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार, जैसा कि वे केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अवधारित किये गये हों, को भी व्यय माना जाएगा यदि वे विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा भुगतानयोग्य हों।

66.2 किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा प्राप्त की गई किसी भूमि हेतु पट्टे को भाड़े (lease rent) या पट्टे पर, यदि कोई हो, जो शासन को वार्षिक आधार पर देय हो प्रकरण-दर-प्रकरण आधार पर दस्तावेजी प्रमाण (documentary proof) प्रस्तुत करने पर पट्टा अनुबन्ध (lease agreement) के अनुसार सत्यापन के समय युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन विचार किया जाएगा।

66.3 विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्रों से राज्य सरकार को विद्युत उत्पादन के प्रयोजन से विद्युत शुल्क, उपकर तथा जल प्रभार, यदि भुगतानयोग्य हों तो आयोग द्वारा इन्हें पृथक से अनुज्ञेय इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डीय मापदण्डों पर विचार करते हुए किया जाएगा तथा इन्हें वास्तविक आंकड़ों के आधार पर सत्यापित किया जाएगा :

परन्तु यदि विद्युत शुल्क को सहायक खपत दर पर लागू किया जाता है तो विद्युत शुल्क की ऐसी राशि को विद्युत उत्पादन केन्द्र की मानदण्डीय सहायक खपत पर लागू किया जाएगा (कालोनी की खपत को छोड़कर) तथा इसे प्रत्येक हितग्राही/लाभार्थी हेतु माह के दौरान उनके अनुसूचित प्रेषण के अनुपात में संविभाजित किया जाएगा।

66.4 उड़न राख (Fly Ash) की उपयोगिता तथा परिवहन हेतु व्ययों का भुगतान भारत सरकार, पर्यावरण, वन तथा जलवायु परिवर्तन मन्त्रालय द्वारा अधिसूचना क्रमांक S.O. 5481 (E) दिनांक 31.12.2021 के माध्यम से जारी दिशा-निर्देशों के एवं समय-समय पर जारी संशोधन अनुसार किया जाएगा।

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा उड़न राख की उपयोगिता एवं परिवहन के बारे में पृथक लेखे/अभिलेख संधारित किये जाएंगे तथा इनका मिलान वार्षिक अंकेक्षित लेखों के साथ किया जाएगा जिसे वैधानिक अंकेक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित किया जाएगा। विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा इन व्ययों को पूर्ण विवरणों मय सहायक प्रलेखों के तत्संबंधी प्रापक (procurer) को उपलब्ध कराने होंगे।

67. प्रतिस्पर्धा बोली प्रक्रिया के माध्यम से सार्वजनिक अधिप्राप्ति (Public Procurement through Competitive Bidding) :

विद्युत उत्पादन कम्पनी किसी विशिष्ट विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु उपकरण की अधिप्राप्ति, कार्यों का निष्पादन तथा सेवाओं की प्राप्ति प्रतिस्पर्धात्मक बोली की पारदर्शी

प्रक्रिया के माध्यम से करेगी :

परन्तु यह कि कतिपय आपवादिक परिस्थितियों में उपकरणों, कार्यों तथा सेवाओं की प्राप्ति अन्य रीतियों के अनुसार भी की जा सकेगी जैसा कि इन्हें भारत सरकार, मध्यप्रदेश शासन द्वारा जारी सामान्य वित्तीय नियमों के अधीन निर्दिष्ट किया गया है।

68. शिथिल करने संबंधी शक्ति (Power of Relax) :

आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर शिथिल कर सकेगा।

69. कठिनाई दूर करने की शक्ति (Power to Remove Difficulty) :

इन विनियमों के उपबन्धों को प्रभावी बनाने में यदि कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम अथवा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबन्धों से अनुसंगत ऐसे उपबंध कर सकेगा जो इन विनियमों के उद्देश्यों को कार्यान्वित करने में आने वाली कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

70. निरसन तथा व्यावृत्ति (Repeal and Savings) :

70.1 विनियम अर्थात् "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2020 {आरजी-26 (IV), वर्ष 2020}" जो राजपत्र की अधिसूचना दिनांक 28.02.2020 द्वारा संशोधनों के साथ सहपठित है, जैसा कि वह इस विनियम की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद् द्वारा निरस्त किया जाता है।

70.2 इन विनियमों की कोई भी बात आयोग को ऐसे किसी आदेश को पारित करने हेतु अन्तर्निहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग रोकने के उद्देश्य से आवश्यक हो।

70.3 इन विनियमों में की गई कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता के मामलों में व्यवहार करने के लिए एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगी, जो यद्यपि इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों के परिप्रेक्ष्य में और इसके कारणों को अभिलेखित करते हुए, आवश्यक या समीचीन समझता हो।

70.4 इन विनियमों में की गई कोई भी बात स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अधीन किसी ऐसे मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित न की गई हो

और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी कार्यवाही कर सकेगा और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या ऐसे कृत्यों का पालन कर सकेगा जिन्हें आयोग उचित समझे।

71. स्वप्रेरण आदेश तथा व्यावसायिक दिशा-निर्देश जारी करना (Issue of Suo-Moto orders and Practice directions) :

आयोग समय-समय पर इन विनियमों के प्रभावी कार्यान्वयन के बारे में आदेश तथा व्यावसायिक दिशा-निर्देश जारी कर सकेगा जैसा कि आयोग द्वारा प्रासंगिक अथवा आनुषंगिक मामलों में उचित समझे जाएं।

टीप : इस मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2024” के हिन्दी रूपांतरण की व्याख्या या विवेचन या समझने की स्थिति में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के संबंधित प्रावधानों में दी गई विवेचना के अनुसार ही उसका तात्पर्य माना जाएगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार के विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्य होगा।

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकान्त पाण्डा, आयोग सचिव.

परिशिष्ट-एक

विद्यमान परियोजनाओं हेतु अवमूल्यन अनुसूची
(Depreciation Schedule for Existing Projects)

सरल क्रमांक	परिसम्पत्ति विवरण (Asset Particular)	अवमूल्यन दर (उपादेय मूल्य = 10%)
		नियत किस्त पद्धति द्वारा
A	संपूर्ण स्वामित्व के अन्तर्गत भूमि	0.00%
B	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(a)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(b)	स्थल की सफाई हेतु लागत के लिये	3.34%
(c)	जल-विद्युत परियोजना के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
C	नवीन क्रय की गई परिसम्पत्तियां	
(a)	उत्पादन विद्युत केन्द्रों पर संयंत्र तथा मशीनरी	
(i)	जल-विद्युत	5.28%
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी तथा वेस्ट हीट रिकवरी वाष्पयंत्र	5.28%
(iii)	डीजल, विद्युत तथा गैस संयंत्र	5.28%
(b)	कूलिंग टावर तथा परिचालित जल प्रणालियां	5.28%
(c)	द्रव चालित कार्य जो निम्न द्रवप्रणालियों के भाग हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे, वीयर, नहरें, लौहयुक्त, कांक्रीट फ्ल्यूम्स तथा सायफन	5.28%
(ii)	लौहयुक्त कांक्रीट पाईप लाईनों तथा सर्ज टैंक, इस्पात पाईपलाइन, स्लूसगेट, इस्पात सर्ज टैंक, द्रवचालित नियंत्रण वाल्व तथा द्रवचालित कार्य	5.28%
(d)	भवन निर्माण तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय तथा शोरूम	3.34%
(ii)	ताप-ऊर्जा-विद्युत उत्पादक संयंत्र युक्त	3.34%
(iii)	जल-विद्युत उत्पादक संयंत्र से युक्त	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण कार्य जैसे काष्ठ संरचनाएं	100%
(v)	कच्ची सड़कों के अतिरिक्त अन्य सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(e)	ट्रांसफार्मर गुमटियां, उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई यंत्र	
(i)	ट्रांसफार्मर, नीव सम्मिलित कर जिनकी क्षमता 100 केवीए या इससे अधिक हो	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(f)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	5.28%
(g)	तड़ित चालक	
(i)	विद्युत केन्द्र (स्टेशन) प्रकार	5.28%
(ii)	पोल प्रकार	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनस कन्डेन्सर	5.28%
(h)	बैटरियां	9.50%
(i)	भूमिगत केबल, संयुक्त बाक्स तथा विच्छेदित बाक्स सम्मिलित कर	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%

(i)	शिरोपरि तन्तुपथ, केबल टेकों को सम्मिलित कर	
(i)	फेब्रिकेटेड स्टील पर तन्तुपथ, जो 66 केवी से अधिक की टर्मिनल वोल्टेज पर परिचालित हैं	5.28%
(ii)	इस्पात टेकों पर तन्तुपथ जो 132 केवी से अधिक तथा 66 केवी से कम वोल्टेज पर परिचालित हैं	5.28%
(iii)	इस्पात अथवा लौहयुक्त कांक्रीट टेकों पर तन्तुपथ	5.28%
(iv)	उपचारित काष्ठ टेका पर तन्तुपथ	5.28%
(j)	मापयंत्र (मीटर)	5.28%
(k)	स्वचालित वाहन	9.50%
(l)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्थिर	5.28%
(ii)	वहनीय	9.50%
(m)	कार्यालयीन फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(i)		
(ii)	कार्यालयीन उपकरण	6.33%
(iii)	आन्तरिक वायरिंग, फिटिंग्स तथा उपस्कर को सम्मिलित करते हुए	6.33%
(iv)	पथ-प्रकाश के जुड़नार (फिटिंग्स)	5.28%
(n)	भाड़े पर प्रदाय किये गये उपस्कर	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
(o)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति संवाहक प्रणाली	15.00%
(ii)	दूरभाष लाइनें तथा दूरभाष	15.00%
(iii)	फायबर ऑप्टिक	5.28%
(p)	संसूचना प्रौद्योगिकी उपकरण, सॉफ्टवेयर को सम्मिलित करते हुए	15.00%
(q)	ऐसी समस्त परिसंपत्तियां जो उपरोक्त के अंतर्गत सम्मिलित नहीं की गई हैं	5.28%

टीप : जहां किसी विशिष्ट सम्पत्ति का जीवनकाल परियोजना के उपयोगी जीवनकाल से कम अवधि का हो वहां ऐसी विशिष्ट परिसम्पत्ति का जीवनकाल कम्पनी अधिनियम, 2013 तथा तत्संबंधी जारी अनुवर्ती संशोधनों के प्रावधानों के अनुसार होंगे।

परिशिष्ट-दो**नवीन परियोजनाओं हेतु अवमूल्यन अनुसूची (Depreciation Schedule for New Projects)**

सरल क्रमांक	परिसम्पत्ति विवरण (Assets Particulars)	अवमूल्यन दर (उपादेय मूल्य = 10%)
		नियत किस्त पद्धति द्वारा
A	संपूर्ण स्वामित्व के अन्तर्गत भूमि	0.00%
B	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(a)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(b)	स्थल की सफाई हेतु लागत के लिये	3.34%
(c)	जल-विद्युत परियोजना के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
C	नवीन क्रय की गई परिसम्पत्तियां	
(a)	उत्पादन विद्युत केन्द्रों पर संयंत्र तथा मशीनरी	
(i)	जल-विद्युत	4.22%
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी तथा वेस्ट हीट रिकवरी वाष्पयंत्र	4.22%
(iii)	डीजल, विद्युत तथा गैस संयंत्र	4.22%
(b)	कूलिंग टावर तथा परिचालित जल प्रणालियां	4.22%
(c)	द्रव चालित कार्य जो निम्न द्रवप्रणालियों के भाग हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे, वीयर, नहरें, लौहयुक्त, कांक्रीट फ्ल्यूम्स तथा सायफन	4.22%
(ii)	लौहयुक्त कांक्रीट पाइप लाइनों तथा सर्ज टैंक, इस्पात पाइपलाइन, स्तूसगेट, इस्पात सर्ज टैंक, द्रवचालित नियंत्रण वाल्व तथा द्रवचालित कार्य	4.22%
(d)	भवन निर्माण तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय तथा शोरूम	3.34%
(ii)	ताप-ऊर्जा-विद्युत उत्पादक संयंत्र युक्त	3.34%
(iii)	जल-विद्युत उत्पादक संयंत्र से युक्त	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण कार्य जैसे काष्ठ संरचनाएं	100%
(v)	कच्ची सड़कों के अतिरिक्त अन्य सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(e)	ट्रांसफार्मर गुमटियां, उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई यंत्र	
(i)	ट्रांसफार्मर, नींव सम्मिलित कर जिनकी क्षमता 100 केवीए या इससे अधिक हो	4.22%
(ii)	अन्य	4.22%
(f)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	4.22%
(g)	तडित चालक	
(i)	विद्युत केन्द्र (स्टेशन) प्रकार	4.22%
(ii)	पोल प्रकार	4.22%
(iii)	सिन्क्रोनस कन्डेन्सर	4.22%

(h)	बैटरियां	9.50%
(i)	भूमिगत केबल, संयुक्त बाक्स तथा विच्छेदित बाक्स सम्मिलित कर	4.22%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	4.22%
(i)	शिरोपरि तन्तुपथ, केबल टेकों को सम्मिलित कर	
(i)	फेब्रिकेटेड स्टील पर तन्तुपथ, जो 66 केवी से अधिक की टर्मिनल वोल्टेज पर परिचालित हैं	4.22%
(ii)	इस्पात टेकों पर तन्तुपथ जो 132 केवी से अधिक तथा 66 केवी से कम वोल्टेज पर परिचालित है	4.22%
(iii)	इस्पात अथवा लौहयुक्त कांक्रिट टेकों पर तन्तुपथ	4.22%
(iv)	उपचारित काष्ठ टेका पर तन्तुपथ	4.22%
(j)	मापयंत्र (मीटर)	4.22%
(k)	स्वचालित वाहन	9.50%
(l)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्थिर	4.22%
(ii)	वहनीय	9.50%
(m)	कार्यालयीन फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(i)	कार्यालयीन उपकरण	6.33%
(iii)	आन्तरिक वायरिंग, फिटिंग्स तथा उपस्कर को सम्मिलित करते हुए	6.33%
(iv)	पथ-प्रकाश के जुड़नार (फिटिंग्स)	4.22%
(n)	भाड़े पर प्रदाय किये गये उपस्कर	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
(o)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति संवाहक प्रणाली	15.00%
(ii)	दूरभाष लाइनें तथा दूरभाष	15.00%
(iii)	फायबर ऑप्टिक	4.22%
(p)	संसूचना प्रौद्योगिकी उपकरण, सॉफ्टवेयर को सम्मिलित करते हुए	15.00%
(q)	ऐसी समस्त परिसंपत्तियां जो उपरोक्त के अंतर्गत सम्मिलित नहीं की गई हैं	4.22%

टीप : जहां किसी विशिष्ट सम्पत्ति का जीवनकाल परियोजना के उपयोगी जीवनकाल से कम अवधि का हो वहां ऐसी विशिष्ट परिसम्पत्ति का जीवनकाल कम्पनी अधिनियम, 2013 तथा तत्संबंधी जारी अनुवर्ती संशोधनों के प्रावधानों के अनुसार होंगे।

Bhopal, the 27th June 2024

No.- MPERC/2024/1552- In exercise of powers conferred by section 181(2)(zd) read with section 61 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission, hereby, makes the following Regulations, namely:

**MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (TERMS
AND CONDITIONS FOR DETERMINATION OF GENERATION TARIFF)
REGULATIONS, 2024 {RG-26 (V) OF 2024}**

PREAMBLE

The Commission earlier notified revision {RG-26(IV) of 2020} of these Regulations for Control Period from FY 2019-20 to FY 2023-24. Now the Commission decides to specify the principles and methodologies for a control period of next five years in line with the control period notified by the Central Electricity Regulatory Commission. Therefore, in order to specify the terms and conditions for determination of Generation tariff for the next control period of five years from FY 2024-25 to FY 2028-29, it is necessary to make these Regulations.

CHAPTER-1

PRELIMINARY

1. Short title, extent and commencement:

- 1.1 These Regulations may be called the “**Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2024 {RG-26 (V) of 2024}**”.
- 1.2 These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.
- 1.3 These Regulations shall come into force with effect from 01.04.2024, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years i.e., up to 31.03.2029:

Provided that where a generating station or unit thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these Regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such generating station or unit thereof up to the period ending 31.3.2024 shall be determined in accordance with the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2020 as amended from time to time.

2. Scope and extent of application:

2.1 These Regulations shall apply in all cases of determination of tariff for a generating station or a unit thereof (other than generating stations based on renewable sources of energy) under Section 62 read with Section 86 of the Electricity Act, 2003 for supply of electricity to a Distribution Licensee, but shall not apply to generating stations whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act, 2003.

2.2 Tariff for the following cases shall be determined under Section 62 of the Electricity Act, 2003 under these Regulations: -

- I. Where the generating station is developed by a company owned or controlled by the State Government as an identified developer.
- II. In case of expansion of existing generating station, if tied up fully or partially for supplying power to the beneficiaries through a long term power purchase agreement:

Provided that for private developers, expansion would be restricted to one-time addition of not more than 100% of the existing capacity:

Provided further that the common infrastructure of existing generating station, shall be utilized for the expanded capacity and the benefit of new technology in the expanded capacity shall be extended to the existing capacity.

- III. For a maximum of 35% installed capacity of Projects developed under the policy notified by the State Government, if any, and tied up with the Distribution Licensee of the State.

IV. The developer of a hydroelectric project, including Pumped Storage Plant (PSP), would have the option of getting the tariff determined by the Commission under Section 62 of the Electricity Act' 2003 for the power to be sold through long term Power Purchase Agreements (PPAs) subject to conditions specified under para 5.5 of the Tariff Policy, 2016.

V. The developers of hydro power projects of more than 100 MW design capacity for which sites have been awarded prior to the notification of Tariff Policy, 2016 i.e. 28.01.2016 by following a transparent process and on the basis of pre-determined set of criteria would also have the option of getting the tariff determined by the Commission for the power to be sold through long term PPA under Section 62 of the Electricity Act, 2003.

VI. Tariff of generating station using coal washery rejects and developed by State PSUs or Joint Venture between a Government Company and Company other than the Government Company shall be determined in accordance with these Regulations:

Provided that in case of Joint Venture between a Government Company and a Company other than Government Company, the shareholding of the company other than Government Company either directly or through any of its subsidiary company or associate company shall not exceed 26% of the paid up share capital:

Provided further that the energy charge component of the tariff of such generating station or unit thereof shall be determined based on the fixed cost and the variable cost of the coal washery project:

Provided also that the Gross Calorific Value of coal rejects shall be as measured jointly by the generating company and the beneficiaries.

VII. Any generating stations other than those specified under (I) to (VI) above and those covered under Regulation 2.3 below.

2.3 Tariff of all new generating stations [except those covered under Regulation 2.2 (I)] for which power purchase agreements have been executed for supply of electricity to the beneficiary after 05.01.2011, shall be discovered through transparent bidding process and tariff discovered in such manner shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act 2003:

Provided that the tariff of generating station(s) for which agreement(s) have been executed for supply of electricity to the beneficiaries on or before 05.01.2011 and the financial closure for the said generating station(s) has not been achieved by 31.03.2024 shall also be discovered through transparent bidding process and tariff shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act, 2003.

3. Definitions:

3.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires-

- (1) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
- (2) **'Additional Capital expenditure'** means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the generating company in accordance with the provisions of these Regulations;
- (3) **'Additional Capitalisation'** means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudent check, in accordance with these Regulations;
- (4) **'Admitted Capital cost'** means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff Regulations;
- (5) **'Ancillary Service'** shall have the same meaning as defined in M. P. Electricity Grid Code, 2024 and amendments thereof;
- (6) **'Auxiliary Energy Consumption'** or **'AUX'** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and the transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station:

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station:

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance of revised emission standards, sewage treatment plant and external coal handling plant (jetty and associated infrastructure) shall be considered separately;

- (7) **‘Auxiliary energy consumption for emission control system’ or ‘AUXe’** in relation to a period in case of coal based thermal generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under Regulation 3.1.(6) of this Regulation;
- (8) **‘Auditor’** means an auditor appointed by a generating company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other law for the time being in force;
- (9) **‘Beneficiary’** in relation to a generating station covered under clauses (a) or (b) of sub-section (1) of Section 86 of the Electricity Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such generating station by entering into a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of capacity charges and energy charges:

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement shall be secured by the trading licensee through back to back power purchase agreement and power sale agreement;

Provided further that beneficiary shall also include any person who has been allocated capacity in any intra-State generating station by the Government of Madhya Pradesh;

- (10) **‘Blending’** means combination of domestic coal with imported coal or e-auction coal;
- (11) **‘Capital Cost’** means the capital cost as determined in accordance with Regulation 18 of this Regulation;
- (12) **‘Change in Law’** means occurrence of any of the following events:
- (i) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law, or
 - (ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law, or
 - (iii) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentally which is the final authority under law for such interpretation or application, or

- (iv) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or license available or obtained for the project, or
 - (v) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station regulated under these Regulations;
- (13) **‘Commission’** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 82 of the Act;
- (14) **‘Competitive Bidding’** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;
- (15) **‘Cut-off Date’** means the last date of the calendar month after thirty-six months from the date of commercial operation of the project;
- (16) **‘Day’** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours;
- (17) **‘Date of Commercial Operation’** or **‘COD’** in respect of a thermal generating station or hydro generating station shall have the same meaning as defined in the M.P. Electricity Grid Code, as amended from time to time;
- (18) **‘Date of Operation’** or **‘Ode’** in respect of an emission control system means the date of putting the emission control system into use after meeting all applicable technical and environmental standards, certified through the Management Certificate duly signed by an authorised person, not below the level of Director of the generating company;
- (19) **‘Declared Capacity’** or **‘DC’** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day as defined in M.P. Electricity Grid Code or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant Regulation;
- (20) **‘De-capitalisation’** for the purpose of the tariff under these Regulations, means a reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;

- (21) **‘De-Commissioning’** means removal from service of a generating station or a unit thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non-performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or due to environmental concerns or safety issues or a combination of these factors;
- (22) **‘Design Energy’** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;
- (23) **‘Emission Control System’** means a set of equipment or devices required to be installed in a coal based thermal generating station or unit thereof to meet the revised emission standards;
- (24) **‘Existing Project’** means a generating station which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2024;
- (25) **‘Expansion Project’** shall include any addition of new capacity to the existing generating station;
- (26) **‘Expenditure Incurred’** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (27) **‘Extended Life’** means the life of a generating station or unit thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;
- (28) **‘Force Majeure’** for the purpose of these Regulations means the event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the generating company from completing or operating the project, and only if such events or circumstances are not within the control of the generating company and could not have been avoided, had the generating company taken reasonable care or complied with prudent utility practices:
- (a) Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years, or

- (b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action, or
- (c) Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India, or
- (d) Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer;
- (29) **'Fuel Supply Agreement'** means the agreement executed between the generating company and the fuel supplier for the generation and supply of electricity to the beneficiaries;
- (30) **'Generating Station'** shall have the same meaning as defined under sub-section 30 of Section 2 of the Electricity Act and for the purpose of these Regulations, shall also include stages or blocks or units of a generating station;
- (31) **'Generating Unit'** or **'Unit'** in relation to a thermal generating station (other than combined cycle thermal generating station) means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries or combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;
- (32) **'Grid Code'** or **'State Grid Code'** or **'M. P. Electricity Grid Code'** means the Madhya Pradesh Electricity Grid Code, 2024 as amended from time to time;
- (33) **'Gross Calorific Value'** or **'GCV'** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (34) **'GCV as received'** means the GCV of coal as measured at the unloading point of the thermal generating station through collection, preparation and testing of samples from the loaded wagons, trucks, ropeways, Merry-Go-Round (MGR), belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)-1964:

Provided that the measurement of coal shall be carried out through sampling by third party agency to be appointed by the generating companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government;

Provided further that samples of coal shall be collected either manually or through hydraulic augur or through any other method considered suitable keeping in view the safety of personnel and equipment;

Provided also that the generating companies may adopt any advance technology for collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

- (35) **‘Gross Station Heat Rate’ or ‘SHR’** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (36) **‘Indian Governmental Instrumentality’** means the Government of India, State Government (where the project is located) and any ministry or department or board or agency controlled by Government of India or State Government where the project is located, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;
- (37) **‘Infirm Power’** means electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit of the generating station in accordance with M.P. Electricity Grid Code, 2024 as amended from time to time;
- (38) **‘Installed Capacity’ or ‘IC’** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals, as may be approved by the Commission from time to time;
- (39) **‘Investment Approval’** means approval by the Board of the generating company or GoMP or any other competent authority conveying administrative sanction for the project, including funding of the project and the timeline for the implementation of the project;

Provided that the date of Investment Approval shall reckon from the date of the resolution of the Board of the generating company where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases;

- (40) **‘Landed Fuel Cost’** means the total cost of coal (including biomass in case of co-firing) delivered at the unloading point of the generating station and shall include the base price, washery charges wherever applicable, transportation cost (overseas or inland or both) and handling cost, charges for third party sampling and applicable statutory charges;

- (41) **‘Maximum Continuous Rating’ or ‘MCR’** in relation to a generating unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;
- (42) **‘New Project’** means the generating station or unit thereof achieving its commercial operation on or after 1.4.2024;
- (43) **‘Non-Pit Head Generating Station’ or ‘Non-Pit Head Power Plant’** means coal based generating stations other than Pit Head Generating Stations;
- (44) **‘Operation and Maintenance Expenses’ or ‘O&M expenses’** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project including dedicated transmission line, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs and maintenance, maintenance spares, other spares of capital nature valuing up to Rs. 10 lakhs, additional capital expenditure of an individual asset costing less than Rs. 20 lakhs, consumables, insurance and overheads and fuel other than used for generation of electricity;
- (45) **‘Original Project Cost’** means the capital expenditure incurred by the generating company within the original scope of the project up to the cut-off date and as admitted by the Commission;
- (46) **‘Pit Head Generating Station’ or ‘Pit Head Power Plant’** means as defined under The Environment (Protection) Rules, 1986;
- (47) **‘Plant Availability Factor’ or ‘PAF’** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the normative auxiliary energy consumption and normative auxiliary energy consumption for emission control system as per these Regulations;
- (48) **‘Plant Load Factor’ or ‘PLF’** in relation to a thermal generating station or unit thereof for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N SG_i / \{N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})\} \%$$

Where,

- IC** = Installed Capacity of the generating station or unit in MW.
- SG_i** = Scheduled Generation in MW for the i^{th} time block of the period.
- N** = Number of time blocks during the period.
- AUX_n** = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation, and
- AUX_{en}** = Normative Auxiliary Energy Consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

(49) **‘Project’** means:

- (i) In case of thermal generating station, all components of the thermal generating station and includes biomass pellet handling system, pollution control system, effluent treatment plant, dedicated transmission line/system, as may be required, and
- (ii) In case of a hydro generating station, all components of hydro generating station and includes dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

(50) **‘Prudence Check’** means scrutiny of reasonableness of capital expenditure incurred or proposed to be incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall look into whether the generating company has been careful in its judgments and decisions for executing the project and has been careful and vigilant in executing the project;

(51) **‘Pumped storage hydro generating station’** means a hydro station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

(52) **‘Rated Voltage’** means as specified in M.P. Electricity Grid Code, 2024;

(53) **‘Reference Rate of Interest’** means the one-year marginal cost of funds based lending rate (MCLR) of the State Bank of India (SBI) issued from time to time plus 325 basis points;

- (54) **‘Revised Emission Standards’** in respect of the thermal generating station means the revised norms notified as per Environment (Protection) Amendment Rules, 2015 or any other rules as may be notified from time to time;
- (55) **‘Run-of-River generating station’** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;
- (56) **‘Run-of-River generating station with pondage’** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;
- (57) **‘Scheduled Commercial Operation Date’ or ‘SCOD’** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement, whichever is earlier;
- (58) **‘Scheduled Energy’** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;
- (59) **‘Scheduled Generation’ or ‘Scheduled Injection’** for a time block or any period means the schedule of ex-bus generation or injection in MW or MWh (including the schedule for Ancillary Services, if any) given by the concerned Load Despatch Centre in accordance with M.P. Electricity Grid Code;
- (60) **‘Start Date’ or ‘Zero Date’** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project, and where no such date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;
- (61) **‘Statutory Charges’** means and includes taxes, cess, duties, royalties and other charges levied through Acts of the Parliament or State Legislatures or by Indian Government Instrumentality under relevant statutes;
- (62) **‘Storage type generating station’** means a hydro generating station associated with storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;
- (63) **‘Thermal Generating Station’** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fuels such as coal, gas, liquid fuel or combination of these as its primary source of energy or co-firing of biomass with coal;
- (64) **‘Trial Run’ or ‘Trial Operation’** in relation to a thermal Generating Station or a unit shall have the same meaning as specified in M. P. Electricity Grid Code, 2024;

- (65) **‘Unloading point’** means the point within the premises of the coal based thermal generating station where the coal is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport; and
- (66) **‘Useful life’** in relation to a unit of a generating station from the date of commercial operation shall mean the following, namely:

1. Coal based thermal generating station: 25 Years; and
2. Hydro generating station including pumped Storage hydro generating stations: 40 Years:

Provided that in the case of coal based thermal generating stations and hydro generating stations, the Operational Life may be 35 years and 50 years respectively.

- 3.2 The words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or any other Regulations of the Commission shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulations of the Commission.

4. Interpretations: - In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- (1) **‘Day’** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours;
- (2) **‘Kilo-Calorie’** or **‘kCal’** means a unit of heat energy contents in mineral, measured in one kilo calories or one thousand calories of heat produced at any instantaneous period;
- (3) **‘Kilowatt-Hour’** or **‘kWh’** means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;
- (4) **‘Quarter’** means the period of three months commencing on the first day of April, July, October and January of each financial year in case of an existing project, and in case of a new project, in respect of the first quarter, from the date of commercial operation to the last day of June, September, December or March, as the case may be; and
- (5) **‘Year’** means a financial year beginning on 1st April and ending on 31st March:

Provided that the first year in case of a new project shall commence from the date of commercial operation and end on the immediately following 31st March.

- (6) Reference to any Act, Rules, and Regulations shall include amendment or consolidation or re-enactment thereof.

CHAPTER-2**PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION****5. Tariff Determination:**

- 5.1 Tariff in respect of a generating station including emission control system, wherever applicable, may be determined for the whole of the generating station or unit thereof:

Provided that:

- (i) In case of commercial operation of all the Units of a generating station prior to 1.4.2024, the generating company shall file consolidated Multi Year Tariff petition in respect of the entire generating station for the purpose of determination of tariff for the period 01.04.2024 to 31.03.2029; and
- (ii) The generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in a coal based thermal generating station in accordance with these Regulations:

- 5.2 For the purpose of determination of tariff, the capital cost of a project may be broken up into stages, units, if required:

Provided that where break-up of the capital cost of the project for different stages or units is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the unit.

- 5.3 Where only a part of the generation capacity of a generating station is tied up for supplying power to the beneficiaries through long term power purchase agreement, the units for such part capacity shall be clearly identified and, in such cases, the tariff shall be determined for such identified capacity. Where the unit(s) corresponding to such part capacity cannot be identified, the tariff of the generating station may be determined with reference to the capital cost of the entire project, but the tariff so determined shall be applicable corresponding to the part capacity contracted for supply to the beneficiaries.

- 5.4 Assets installed for implementation of the revised emission standards shall form part of the existing generation project and tariff thereof shall be determined separately in accordance with the application filed under 2nd proviso to Regulation 6.2 of this Regulation.

- 5.5 In case of multi-purpose hydro generation scheme with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for determination of tariff.

6. Application for determination of Tariff:

- 6.1 The generating company shall make an application in accordance with these Regulations for determination of provisional tariff for new generating station or unit thereof along with all relevant documents and details to be filled up in the formats as per Annexure-I with these Regulations within 60 days prior to the anticipated date of commercial operation:

Provided that the generating company shall submit certificate of the auditor indicating the capital cost incurred till date and shall submit details of the projected additional capital expenditure till COD and for respective years of the tariff period 2024-29.

The Commission may consider granting provisional tariff from the date of commercial operation upon scrutiny of the application filed based on the certificate of the auditor.

- 6.2 The generating company shall make an application in accordance with these Regulations for determination of final tariff for new generating station or unit(s) thereof along with all relevant documents and details to be filled up in the formats as per Annexure-I with these Regulations within 90 days from the actual date of commercial operation:

Provided that the generating company shall submit certificate of the auditor indicating the capital cost incurred as on the date of commercial operation along with details of the projected additional capital expenditure for respective years of the tariff period 2024-29:

Provided further that the generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in the coal based thermal generating station in accordance with these Regulations not later than 90 days from the date of start of operation of such emission control system.

- 6.3 In case of an existing generating station or unit thereof, the application for determination of Multi-year Tariff shall be made by the generating company in dully filled formats as per Annexure-I with these Regulations within a period of 90 days from the date of notification of these Regulations or as directed by the Commission whichever is earlier, based on admitted capital cost including additional capital expenditure already admitted in last true-up order of the

Commission and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2024-29 in accordance with these Regulations:

Provided that the application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

- 6.4 In case of emission control system is required to be installed in existing generating station or unit thereof to meet the revised emission standards, an application/ petition shall be filed for determination of supplementary tariff (capacity charges or energy charge or both) within 90 days after installation of such system based on the actual capital expenditure incurred duly certified by the Auditor along with all necessary details and documents:

Provided that if the emission control system is commissioned prior to the notification of these Regulations, the application for determination of supplementary tariff shall be filed along with the Tariff Petition.

- 6.5 In case the generating company files the application as per the timeline specified in Regulation 6.2 of these Regulations, carrying cost shall be allowed from the date of commercial operation of the project:

Provided that in case the generating company delays in filing of application as per the timeline specified in Regulation 6.2 of this Regulation, carrying cost shall be allowed from the date of filing of the application.

- 6.6 In case the generating company files the application as per the timeline specified in Regulation 6.3 of this Regulation, carrying cost shall be allowed from 1.4.2024:

Provided that in case the generating company delays in filing of application as per the timeline specified in Regulation 6.3 of this Regulation, carrying cost shall be allowed from the date of filing of the application.

- 6.7 In case the generating company files the application as per the timeline specified in Regulation 6.4 of this Regulation, carrying cost shall be allowed from the date of installation of emission control system:

Provided that in case the generating company delays in filing of application as per the timeline specified in Regulation 6.4 of this Regulation, carrying shall be allowed from the date of filing of the application.

7. Determination of Tariff:

- 7.1 The generating company shall file petition before the Commission as per formats enclosed with these Regulations containing the details of underlying assumptions for the capital expenditure and additional capital expenditure incurred and projected to be incurred, wherever applicable.
- 7.2 The Commission shall, at all times, have the authority, either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the Tariff, including terms and conditions thereof, of generating company and shall initiate the process of such determination in accordance with the procedure as may be specified:

Provided that the proceedings for such determination of tariff, including terms and conditions thereof, shall be in the same manner as set out in the MPERC (Conduct of Business) (Revision-1) Regulations, 2016 as amended from time to time.

- 7.3 The generating company shall provide details, as part of the application to the Commission, in such formats, in hard and soft copy, as may be required by the Commission. The generating company shall necessarily provide details Unit-wise and Station-wise as envisaged in the formats to enable the Commission to determine the Tariff, as required.
- 7.4 The generating company is required to furnish all such additional information or particulars or documents as may be considered necessary for the purpose of processing the application:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted in last true-up order and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period FY 2024-25 to FY 2028-29:

Provided further that the application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

- 7.5 Upon receipt of the complete application accompanied by all requisite information, particulars and documents in compliance with all the requirements, the application shall be deemed to have been received and the Commission or the Secretary or the Officer designated for the purpose by the Commission shall intimate to the generating company that the application is ready for publication, in such abridged form and manner, as may be specified [Refer MPERC (Details to be furnished and fees payable by Licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulation, as amended from time to time].

- 7.6 The generating company shall put all the details of the petition filed before the Commission on its website not later than fifteen working days of its acceptance by the Commission.
- 7.7 The generating company shall furnish to the Commission all such books and records (or certified true copies thereof), including the Accounting Statements, operational and cost data, as may be required by the Commission for determination of Tariff.
- 7.8 The Commission may, if deemed necessary, make available to any person, at any time, such information as has been provided by the generating company to the Commission including abstracts of such books and records (or certified true copies thereof):

Provided that the Commission may, by order, direct that any information, documents and papers/materials maintained by the Commission, shall be confidential or privileged and shall not be available for inspection or supply of certified copies, and the Commission may also direct that such document, papers or materials shall not be used in any manner except as specifically authorised by the Commission.

- 7.9 If the petition is inadequate in any respect as required under these Regulations, the petition shall be returned to the generating company for resubmission of the same within one month after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.
- 7.10 If the information furnished in the petition is in accordance with the Regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission shall consider the suggestions and objections, if any, received from the respondents within one month from the date of filling of the petition (or any time period specified by the Commission) and any other person including the consumers or consumer associations. The Commission shall issue the tariff order after hearing the petitioner, the respondents and any stakeholder specifically permitted by the Commission.
- 7.11 In case of the new projects, if the information furnished in the petition is in accordance with these Regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission may consider granting an interim tariff or provisional tariff up to 90% of the annual fixed cost determined by the Commission based on the projected capital expenditure from the scheduled COD after prudence check in accordance with the provisions under these Regulations for billing purposes till the final tariff is determined by the Commission:

Provided that the difference between the provisional/interim tariff and final tariff determined by the Commission in accordance with these Regulations, shall be recovered or refunded to, at the rate worked out on the basis of 1 year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the respective year;

Provided further that in case the final tariff determined by the Commission is lower than the provisional/interim tariff by more than 10%, the generating company shall return the excess amount recovered from the beneficiaries with simple interest at 1.20 times of the rate worked out on the basis of 1 year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the financial year in which such excess recovery was made.

- 7.12 In case of the existing projects, the generating company shall continue to bill provisionally the beneficiaries for capacity charges and energy charge as approved by the Commission vide Suo Moto Order dated 05.03.2024, till the issuance of MYT Order of the respective generating stations in accordance with these Regulations:

Provided that the difference between the tariff mentioned above and the tariff determined by the Commission in accordance with these Regulations, shall be recovered or refunded to, at simple interest rate equal to one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time plus 350 basis points prevailing as on 1st April of the financial year of the beginning of MYT control period, in a maximum of six equal monthly installments from the date of issuance of MYT Order by the Commission.

- 7.13 The difference between the final tariff determined in accordance with these Regulations shall be recovered from or refunded to, the beneficiaries as per Regulations 7.11 and 7.12 for new projects and existing projects respectively, in a maximum of six equal monthly installments from the date of the tariff order issued by the Commission:

Provided that the bills to recover or refund shall be raised by the generating company within 45 days from the issuance of the tariff order by the Commission:

Provided further that such interest shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments:

Provided also that in case where money is to be refunded and there is a delay in raising of bills by generating company beyond 45 days from the issuance of the Order, it shall attract a late payment surcharge as applicable in accordance with these Regulations.

8. In-Principle Approval in Specific circumstances:

The generating company for a specific generating station undertaking any additional capitalization on account of change in law events or force majeure conditions may file petition for in-principle approval for incurring such expenditure after prior notice to the beneficiaries along with underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure if the estimated expenditure exceeds 10% of the admitted capital cost of the project or Rs.100 Crore, whichever is lower.

9. Methodology for Determination of Tariff and Truing up:

- 9.1 The Commission shall define Tariff period for the generating company from time to time. The principles for Tariff determination shall be applicable for the duration of the Tariff period. The principles that guide Tariff determination for the next Tariff period shall be valid for a period from 1st April, 2024 up to 31st March, 2029.
- 9.2 Tariff in respect of a generating company under these Regulations shall be determined Unit-wise or for a group of Units. However, when a new generating Unit is added on or after 1.4.2024, the Commission shall determine separate Tariff for such new Unit(s). The generating company shall submit separate calculations in respect of each generating station giving break-up for Units prior to 1.4.2024 and Units added thereafter.
- 9.3 For the purpose of Tariff, the capital cost of the Project shall be segregated into stages and by distinct Units forming part of the Project. Where the Stage-wise, Unit wise break-up of the capital cost of the Project is not available and in case of on-going Projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the capacity of the Units. In relation to multi-purpose Hydroelectric Projects with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to power component of the Project only shall be considered for determination of Tariff.
Explanation: "Project" includes a generation station.
- 9.4 The Commission shall carry out the truing up exercise for the FY 2024-29 on an annual basis, on the following account:
 - (i) the capital expenditure, including additional capital expenditure incurred in each financial year up to 31.03.2029 as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up;

- (ii) the capital expenditure, including additional capital expenditure incurred during each year up to 31.03.2029 on account of Force Majeure and Change in Law as admitted by the Commission;
 - (iii) the additional capital expenditure incurred during each year up to 31.03.2029 on account of Emission Control System as admitted by the Commission.
- 9.5 The generating company shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for each year of the period from 1.4.2024 to 31.3.2029, duly audited and certified by the auditors.
- 9.6 A Distribution Licensee owning and operating a generating station shall maintain and submit separate accounts of its generation business, licensed business, and other business.
- 9.7 The generating company shall make an application, in hard and soft copy in the same formats specified under these Regulations for carrying out truing up exercise for each year in respect of the generating station or a unit or block thereof by 15th November each year.
- 9.8 After truing up, if the tariff already recovered exceeds or falls short of the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to or recover from the beneficiaries, the excess or shortfall amount in accordance to Regulation 9.9 of this Regulation.
- 9.9 The difference between the tariff after true up determined in accordance with these Regulations shall be recovered from or refunded to, the beneficiaries with simple interest at the rate equal to 1 year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in a maximum of six equal monthly installments from the date of the tariff order issued by the Commission:

Provided that the bills to recover or refund shall be raised by the generating company within 45 days from the issuance of the tariff order by the Commission;

Provided further that such interest shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments;

Provided also that in case where money is to be refunded and there is a delay in raising of bills by generating company beyond 45 days from the issuance of the Order, it shall attract a late payment surcharge as applicable in accordance with these regulations.

10. Submission of Annual Accounts, Reports etc.

- 10.1 The generating company shall submit Annual Audited Accounts and such other information in a form as may be specified by the Commission. In addition, the generating company shall be required to comply with the information requirements of various Regulations and Codes notified by the Commission from time to time.
- 10.2 In the absence of submission of the required information by the generating company, the Commission may initiate Suo-motu proceedings.

11. Periodicity of Tariff determination:

- 11.1 No Tariff or part of any Tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any financial Year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of these Regulations. The Commission may, after satisfying itself for reasons to be recorded in writing, allow for other revision of Tariff.
- 11.2 Subject to the other provisions of these Regulations, the expenses allowed to be recovered for any year, shall be subject to adjustments in any tariff to be determined for the subsequent period if the Commission is satisfied that such adjustment for the excess amount or shortfall in the amount actually realized or expenses incurred is necessary and the same is not on account of any reason attributable and within the control of the generating company.

12. Charging of Tariff other than approved:

Any generating company found to be charging a Tariff different from the one approved by the Commission from the Beneficiaries shall be deemed to have not complied with the directions of the Commission and shall be liable to be proceeded against under Section 142 of the Act without prejudice to any other liability incurred by the generating company under any other provisions of the Act. In case the amount recovered exceeds the amount allowed by the Commission, the excess amount so recovered shall be refunded to the Beneficiaries who have paid such excess charges, along with simple interest at the rate equal to the Reference Rate of Interest as on 1st April of the respective year, besides any other penalty that may be imposed by the Commission.

13. Annual review of the Generating Company:

- 13.1 The generating company shall submit periodic returns as may be specified, containing operational and cost data to enable the Commission to monitor the implementation of its order.
- 13.2 The generating company shall submit to the Commission annual statements of its performance and accounts including latest report of audited accounts.

CHAPTER-3**TARIFF STRUCTURE****14. Components of Tariff:**

- 14.1 The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components as specified in Regulation 15 of this Regulation) and energy charge (for recovery of primary and secondary fuel cost and cost of limestone and any other reagent, where applicable as specified in Regulation 16 of this Regulation).
- 14.2 The Supplementary tariff consisting of supplementary capacity charges and energy charges, on account of implementation of revised emission standards shall be determined separately by the Commission for existing as well as new generating station.
- 14.3 The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 48 of this Regulation, for recovery of annual fixed cost consisting of the components referred to in Regulation 15 of this Regulation.

15. Capacity Charges:

- 15.1 The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The annual fixed cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:
- (a) Return on equity;
 - (b) Depreciation;
 - (c) Interest on loan capital;
 - (d) Operation and maintenance expenses; and
 - (e) Interest on working capital:

Provided that special allowance in lieu of R&M, where opted in accordance with Regulation 28 of these Regulations shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

15.2 Supplementary Capacity Charges: Supplementary capacity charges shall be derived on the basis of the Annual Fixed Cost for emission control system (AFCE). The Annual Fixed Cost for the emission control system shall consist of the components as listed at (a) to (e) above of Regulation 15.1 of these Regulations.

16. Energy Charges:

Energy charges shall be derived on the basis of the Landed Fuel Cost (LFC) of a generating station (excluding hydro) and shall consist of the following cost:

- (a) Landed Fuel Cost of primary fuel;
- (b) Cost of secondary fuel oil consumption, and
- (c) Cost of Lime-stone or any other regent as applicable:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall be adjusted in fuel cost:

Provided further that the supplementary energy charges, if any, on account of meeting the revised emission standards in case of a thermal generating station shall be determined separately by the Commission as per Regulation 47 of these Regulations.

17. Special Provisions for Tariff for Thermal Generating Stations after completion of Useful Life:

In respect of a thermal generating station that has completed 25 years of operation from the date of commercial operation and the power purchase agreement for supply of electricity to beneficiaries from such generating station is not extended, the generating company and the beneficiary may agree on an arrangement, including provisions for target availability and incentive, where in addition to the energy charge, capacity charges determined under these regulations shall also be recovered based on scheduled generation:

Provided that such arrangement between the Beneficiary and Generating Station shall be subject to prior approval of the Commission under Section 86(1)(b) of the Electricity Act, 2003.

CHAPTER-4**COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE****18. Capital Cost:**

- 18.1 The Capital cost of the generating station as determined by the Commission after prudence check in accordance with these Regulations shall form the basis of determination of tariff for existing and new projects.
- 18.2 The Capital Cost of a new project shall include the following:
- (i) The expenditure incurred up to the date of commercial operation of the project;
 - (ii) Interest during construction and financing charges, on the loans (a) being equal to 70% of the funds deployed and, in the event of the actual equity is in excess of 30% of the funds deployed on pari-passu basis, by treating the excess equity over and above 30% of the funds deployed as a normative loan, or (b) being equal to the actual amount of the loan in the event of the actual equity being less than 30% of the funds deployed;
 - (iii) Any gain or loss on account of foreign exchange risk variation pertaining to the loan amount availed during the construction period.
 - (iv) Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with Regulation 20 of these Regulations;
 - (v) Capitalised initial spares subject to the ceiling rates in accordance with these Regulations;
 - (vi) Expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with these Regulations;
 - (vii) Adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the date of commercial operation as specified in these Regulations;
 - (viii) Capital expenditure incurred on the ash disposal and utilization, including handling and transportation facility;
 - (ix) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other cost paid to the Railway;

- (x) Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities, for co-firing;
- (xi) Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- (xii) Expenditure on account of fulfilment of any conditions for obtaining environment clearance for the project;
- (xiii) Expenditure on account of change in law and force majeure events;
- (xiv) Capital cost incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries; and
- (xv) Capital Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads.

18.3 The Capital cost of an existing project shall include the following:

- (i) The capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2024 duly trued up by excluding liability, if any;
- (ii) Additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with these Regulations;
- (iii) Capital expenditure on account of renovation and modernization as admitted by the Commission in accordance with these Regulations;
- (iv) Capital expenditure on account of ash disposal and utilization, including handling and transportation facility;
- (v) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other cost paid to the railway;
- (vi) Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities, for co-firing;
- (vii) Capital cost incurred by a thermal generating station, on account of implementation of

the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries;

- (viii) Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads; and
- (ix) Expenditure on account of Change in Law and Force Majeure events.

18.4 The capital cost in case of existing or new hydro generating station shall also include:

- (i) Cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and
- (ii) Cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) and Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) project in the affected area.
- (iii) For uninterrupted and timely development of Hydro Projects, expenditure incurred towards developing local infrastructure in the vicinity of the power plant not exceeding Rs. 10 lakh/MW shall be considered as part of the Capital cost, and in case the same work is covered under budgetary support provided by the Government of India, the funding of such works shall be adjusted on receipt of such funds:

Provided that such funds shall be allowed only if the funds are spent through Indian Governmental Instrumentality.

18.5 For Projects acquired through NCLT proceedings under the Insolvency and Bankruptcy Code, 2016, the following shall be considered while approving Capital Cost for determination of tariff:

- (a) For projects already under operation, historical GFA of the project acquired or the acquisition cost paid by the generating company, whichever is lower;
- (b) For considering the historical GFA for the purpose of Regulation (a) above, the same shall be the capital cost approved by the appropriate commission till the date of acquisition:

Provided that in the absence of any prior approved capital cost of an Appropriate Commission, the Commission shall consider the same on the basis of audited accounts subject to prudence check:

Provided further that in case additional capital expenditure is required post acquisition of an already operational project, the same shall be considered under the provisions of these Regulations;

- (c) In case any under construction project is acquired that has yet to achieve commercial operation, the acquisition cost or the actual audited cost incurred till the date of acquisition, whichever is lower, shall be considered; and
- (d) Any additional capital expenditure incurred post acquisition of such project up to the date of commercial operation of the project in line with the investment approval of the Board of Directors of the generating company shall also be considered on a case to case basis subject to prudence check:

Provided that post commercial operation, additional capital expenditure shall be allowed under the provisions of these Regulations.

18.6 The following shall be excluded from the capital cost of the existing and new projects:

- (a) The assets forming part of the project, but not in use, as declared in the tariff petition;
- (b) De-capitalised asset after the date of commercial operation on account of obsolescence;
- (c) De-capitalised assets on account of upgradation or shifting from one project to another project:

Provided that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets;

- (d) In case of hydro generating stations, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a transparent process;
- (e) Proportionate cost of land of the existing project which is being used for generating power from generating station based on renewable energy as may be permitted by the Commission; and
- (f) Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project that does not carry any liability of repayment.

19. Prudence Check of Capital Cost:

19.1 The following principles shall be adopted for prudence check of capital cost of the existing or new projects:

- (i) In case of the thermal generating station, prudence check of capital cost shall include scrutiny of the capital expenditure, in the light of capital cost of similar projects based on past historical data, wherever available, reasonableness of financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, procurement of equipment and materials through competitive bidding and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided that, while carrying out the prudence check, the Commission shall also examine whether the generating company has been prudent in its judgments and decisions in execution of the project.

Provided further that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for prudence check.

- (ii) The Commission may, for the purpose of vetting of capital cost of hydro generating stations, appoint an independent agency or an expert body:

Provided that the Designated Independent Agency already appointed under the guidelines for vetting of capital cost of hydro generating stations issued by the Commission, shall continue till completion of the assigned project.

19.2 The generating company shall furnish the package-wise capital cost for execution of the existing and new projects as per formats enclosed with these Regulations, along with tariff petition for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components.

20. Interest during construction (IDC) and Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

20.1 Interest during construction (IDC) shall be computed considering the actual loan and normative loan after taking into account the prudent phasing of funds up to actual COD:

Provided that IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in cases where the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on a quarterly basis:

Provided further that in case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year:

Provided also that IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on weighted average rate of interest (WAROI) for that respective quarter, subject to ceiling of Reference Rate of Interest or 14%, whichever is lower:

Provided also that IDC on actual loan shall be computed based on weighted average rate of interest (WAROI) for that respective quarter, subject to ceiling of Reference Rate of Interest or 14%, whichever is lower.

- 20.2 Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date, taking into account pre-operative expenses up to COD:

Provided that any revenue earned during construction period up to actual COD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts shall be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

- 20.3 In case of additional costs on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, the generating company shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds in case of IDC and details of incidental expenditure (IEDC) during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay.
- 20.4 If the delay in achieving COD is not found attributable to the generating company, such additional IDC and IEDC may be allowed after due prudence check and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be adjusted in the capital cost of the generating station.
- 20.5 If the delay in achieving COD is found attributable either in entirety or in part to the generating company or its contractor or supplier or agency, in such cases, IDC and IEDC due to such delay may be disallowed after due prudence check, either in entirety or on pro-rata basis corresponding to the period of delay not condoned vis-à-vis total implementation period and

the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be retained by the generating company in the same proportion of delay not condoned vis-à-vis total implementation period.

[Example: - In case a project was scheduled to be completed in 48 months and is actually completed in 60 months. Out of 12 months of time overrun, if only 6 months of time overrun is condoned, the allowable IDC and IEDC shall be computed by considering the total IDC and IEDC incurred for 60 months and allowed in the proportion of 54 months over 60 months period.]

Provided that in case where delay in achieving COD is beyond six months from SCOD on account of delay in obtaining approval of any of the following activities namely, (i) forest clearance, (ii) NHAI Clearance, or (iii) Railways permission, a time overrun maximum up to 95% shall be allowed after prudence check.

- 20.6 For the purpose of Regulations 20.4 and 20.5 above of this Regulation, IDC on actual loan and normative loan shall be considered in accordance with the normative debt-equity ratio as specified in these Regulations.

21. Controllable and Uncontrollable factors:

- 21.1 The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors for deciding time over-run, cost escalation, IDC and IEDC of the new Project:
- 21.2 The 'controllable factors' shall include but shall not be limited to the following:
- (a) Efficiency in the implementation of the project not involving an approved change in scope of such new project or change in statutory levies or change in law or force majeure events; and
 - (b) Delay in execution of the new project on account of contractor, supplier or agency of the generating company.
- 21.3 The 'uncontrollable factors' shall include but shall not be limited to the following:
- (i) Force Majeure events;
 - (ii) Change in law; and
 - (iii) Time and cost over-runs on account of land acquisition except where the delay is attributable to the generating company.

22. Initial Spares:

Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, subject to following ceiling norms:

- (a) Coal-based thermal generating stations - 4.0%
- (b) Hydro generating stations including pumped storage hydro generating station – 4.0%

Provided that:

- i. the Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Civil Works. The generating company for the purpose of estimating Plant and Machinery Cost, shall submit the break-up of head-wise IDC and IEDC in its tariff application.
- ii. where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in these Regulations for coal based thermal generating station shall apply.

CHAPTER-5**COMPUTATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE****23. Additional Capitalisation within the original scope and up to cut-off date:**

23.1 The additional capital expenditure in respect of the new project or an existing project incurred on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Payment made towards admitted liabilities for works executed up to the cut-off date;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 22 of these Regulations;
- (iv) Payment against the award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority or order or decree of a court of law;
- (v) Change in law or compliance of any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- (vi) For uninterrupted and timely development of Hydro projects, expenditure incurred towards developing local infrastructure in the vicinity of the power plant not exceeding Rs. 10 lakh/MW shall be considered as part of capital cost and in case the same work is covered under budgetary support provided by Government of India, the funding of such works shall be adjusted on receipt of such funds;

Provided that such expenditure shall be allowed only if the expenditure is incurred through Indian Governmental Instrumentality; and

- (vii) Force Majeure events:

Provided that in case of any replacement of the assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization.

- 23.2 The generating company shall submit the details of works asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution along with the application for determination of tariff.

24. Additional Capitalization within the original scope and after the cut-off date:

- 24.1 The additional capital expenditure incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Payment made against award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (ii) Change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- (iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke in the original scope of work;
- (iv) Payment made towards liability admitted for works within the original scope executed prior to the cut-off date;
- (v) Force majeure events; and
- (vi) Works within original scope executed after the cut-off date and admitted by the Commission, to the extent of discharge of actual payment made.

- 24.2 In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:

- (a) Assets whose useful life is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these Regulations;
- (b) The replacement of the asset or equipment is necessary, on account of change in law or Force Majeure conditions;
- (c) The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology;

- (d) The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission; and
- (e) The additional expenditure, excluding recurring expenses covered in O&M expenses, involved in relation to renewal of lease of lease land on case to case basis:

Provided that any claim of additional capitalisation with respect to the replacement of assets under the original scope and on account of obsolescence of technology, less than Rs. 20 lakhs shall not be considered as part of Capital cost and shall be met by Generating company through normative O&M charges expenses.

25. Additional Capitalization beyond the original scope:

25.1 The capital expenditure, in respect of existing generating station incurred on the following counts beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Payment against award of arbitration or for compliance of the order or directions of the any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Force Majeure Events;
- (d) Any capital expenditure to be incurred on account of need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Government Instrumentality or statutory authorities responsible for national security/ internal security;
- (e) Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke in addition to the original scope of work, on case to case basis:

Provided that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same expenditure cannot be claimed under this Regulation;

- (f) Usage of water from sewage treatment plant in thermal generating station;
- (g) Works required towards biomass handling system to enable biomass co-firing and towards enabling flexible operation of the generating station as may be required;

- (h) Works pertaining to Railway Infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station (excluding any transportation cost and any other appurtenant cost paid to railways) that are not covered under Regulations 23, 24 and 26, but shall result in better fuel management and can lead to a reduction in operation costs, or shall have other tangible benefits:

Provided that the generating company shall have to mandatorily seek prior approval of the Commission before implementing such works based on a detailed cost benefit analysis of such schemes;

- (i) Any additional capital expenditure which has become necessary for efficient operation of generating station including the works required towards projects acquired through NCLT process. The claim shall be substantiated with the technical justification and cost benefit analysis; and

25.2 Any claim of additional capitalisation less than Rs. 20 lakhs shall not be considered under Regulation 25.1 of this Regulation and shall be met through normative O&M expenses.

25.3 In case of de-capitalisation of assets of a generating company, the original cost of such asset as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised:

Provided that in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and wherein the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be computed by de-escalating the value of the new asset by 5% per year until the year of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the asset.

26. De-Commissioning

In case a generating station or unit thereof after it is certified by CEA or any other statutory authority, that any asset cannot be operated or needs to be replaced on account of environmental concerns or safety issues or system upgradation or a combination of these factors not attributable to generating company, the unrecovered depreciable value may be allowed to be recovered on a case-to-case basis after duly adjusting the actual salvage value or realization value, whichever is higher, post disposal of such project:

Provided that the manner of recovery, including a number of instalments in which such unrecovered depreciation will be allowed, shall be specified by the Commission on a case-to-case basis:

Provided further that no carrying cost shall be allowed on any delay associated with such recovery.

27. Additional Capitalization on account of Renovation and Modernisation:

- 27.1 The generating company, intending to undertake renovation and modernization (R&M) of the generating station or unit thereof for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff, shall file a petition before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company:

Provided that the generating company making the applications for R&M shall not be eligible for Special allowance under Regulation 28 of these Regulations:

Provided further that, the generating company intending to undertake R&M shall be required to obtain the consent of the beneficiaries for such R&M and submit the response of beneficiaries along with petition.

- 27.2 Where the generating company makes an application for approval of its proposal for renovation and modernization (R&M), the approval may be granted after due consideration of reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, the response of the beneficiaries and such other factors as may be considered relevant by the Commission.
- 27.3 After completion of R&M, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the admitted project cost, shall form the basis for determination of tariff.

28. Special allowance for Coal-based Thermal Generating station:

- 28.1 In case of coal-based thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M may opt to avail a 'special allowance' in accordance with the norms specified in this Regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses towards any additional capital expenditure covered in Regulations 23, 24, 25 and 26, except for capital expenditure arising out of change in law, award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law, and force majeure after completion of 25 years from the date of Commercial operation of the generating station or a unit thereof, and in such an event, upward revision of the capital cost shall not be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided that such option shall not be available for a generating station or unit thereof for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms:

Provided further that special allowance shall also be available for a generating station which has availed the special allowance during the tariff period 2013-14 to 2015-16 or 2016-17 to 2018-19 or 2019-20 to 2023-24 as applicable from the date of completion of the useful life.

- 28.2 The special allowance admissible to the generating station shall be @ Rs. 10.75 lakh/MW/year for the tariff period 2024-29.
- 28.3 In the event of granting special allowance by the Commission, the expenditure incurred or utilized from special allowance shall be maintained separately by the generating station and details of such expenditure shall be made available to the Commission at the time of truing up:

Provided that the special allowance shall be allowed subject to true up based on actual expenditure during the year. The un-utilized amount, if any of each financial year of the control period, shall be carried forward to the next financial year within the Control Period;

Provided further that any un-utilized amount shall be reduced from annual capacity charges while truing up of last financial year i.e. FY 2028-29 of the Control Period.

- 28.4 The special allowance allowed under this Regulation shall be transferred to a separate fund for utilization towards Renovation & Modernization activities and additional capitalisation as per Regulation 28.1 of these Regulations and the expenditure incurred or utilized from the special allowance shall be made available to the Commission as and when directed.

29. Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards:

- 29.1 A generating company requiring to incur additional capital expenditure in the existing generating station for compliance of the revised emission standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition before Commission for undertaking such additional capitalization.
- 29.2 The proposal under clause above shall contain details of proposed technology as specified by the Central Electricity Authority, scope of the work, phasing of expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed computation of indicative impact on tariff to the beneficiaries, and any other information considered to be relevant by the generating company.
- 29.3 Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis and such other factors as may be considered relevant by the Commission.
- 29.4 After completion of the implementation of revised emission standards, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of determination of tariff.
- 29.5 Un-discharged liability, if any, on account of emission control system shall be allowed as additional capitalization during the year it is discharged, subject to prudence check.

30. Sale of Infirm Power:

Supply of infirm power shall be accounted as deviation and shall be paid for from the regional/ state deviation settlement fund accounts in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2022, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

31. Debt-Equity Ratio:

- 31.1 For new projects, the debt-equity ratio of 70:30 as on date of commercial operation shall be considered. If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that:

- (a) where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff;
- (b) the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment; and
- (c) any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt: equity ratio:

Explanation:

The premium, if any, raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid-up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually, utilised for meeting the capital expenditure of the generating station.

- 31.2 The generating company shall submit the resolution of the Board of the company or the approval of the competent authority in other cases regarding the infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station.
- 31.3 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2024, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2024 shall be considered:

Provided that in case of a generating station which has completed its useful life as on or after 01.04.2024 or is completing its useful life during the tariff period 2024-29, if the equity

actually deployed as on 01.04.2024 is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff determination.

- 31.4 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2024, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2024, the Commission shall approve the debt: equity in accordance with Regulation 31.1 of this Regulation.
- 31.5 Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2024 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and Renovation and Modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in Regulation 31.1 of this Regulation.
- 31.6 Any expenditure incurred for the emission control system during the tariff period as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of supplementary tariff, shall be serviced in the manner specified in Regulation 31.1 of this Regulation.

CHAPTER-6**COMPONENTS OF ANNUAL FIXED COST****32. Return on Equity:**

32.1 Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation 31 of these Regulations.

32.2 Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating stations and run-of-river hydro generating stations and at the base rate of 16.50% for storage type hydro generating stations, pumped storage hydro generating stations and run-of river generating stations with pondage.

Provided that return on equity in respect of additional capitalization beyond the original scope, including additional capitalization on account of the emission control system, Change in Law, and Force Majeure shall be computed at the base rate of one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India plus 350 basis points as on 1st April of the year, subject to a ceiling of 14%;

Provided further that:

- (i) In case of a new project, the rate of return shall be reduced by 1.00% for such period as may be decided by the Commission, if the generating station is found to be declared under commercial operation without commissioning of any of the two modes, namely Restricted Governor Mode Operation (RGMO) or Free Governor Mode Operation (FGMO), data telemetry, communication system up to load dispatch centre or protection system based on the report submitted by the respective RLDC/SLDC;
- (ii) In case of existing generating station, if any of the requirements mentioned in Regulation (i) above are found lacking based on the report submitted by the respective RLDC/SLDC, the return on equity shall be reduced by 1.00% for the period for which the deficiency continues;
- (iii) In case of a thermal generating station:
 - (a) rate of return on equity shall be reduced by 0.25% in case of failure to achieve the ramp rate as specified in M.P. Electricity Grid Code, 2024 as amended from time to time.

- (b) an additional rate of return on equity of 0.125% shall be allowed for every incremental ramp rate of 0.50% per minute achieved over and above the ramp rate specified by Central Electricity Authority, subject to ceiling of additional rate of return on equity of 1.00%.

33. Tax on Return on Equity:

- 33.1 The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 32 of these Regulations shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. For this purpose, at the time of determination of tariff for future years, the effective tax rate shall be considered based on actual tax paid as per latest Annual Audited accounts, subject to prudence check by the Commission:

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess:

Provided further that in case a generating company has opted for Section 115BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA of the Income Tax Act, 1961.

- 33.2 The rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

$$\text{Rate of pre-tax return on equity} = \text{Base rate} / (1-t)$$

Where 't' is the effective tax rate in accordance with Regulation 33.1 of these Regulations.

- 33.3 The true up of the effective tax rate for every financial year shall be based on actual tax paid together with any additional tax demand, including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2024-29 on actual gross income of any financial year. Further, any penalty arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be considered while computing the actual tax paid for the generating company:

Provided that tax on Income actually paid shall be limited to Tax on Return on the Equity component;

Provided further that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB, the tax rate shall be trued up by grossing rate of return on equity at the end of every financial year with the applicable MAT rate including surcharge and cess;

Provided also that in case a generating company is paying tax under Section 115BAA, the generating company shall true up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year with the tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA;

Provided also that any under-recovery or over recovery of grossed up rate on return on equity after truing up, shall be recovered or refunded to beneficiaries on a year to year basis;

Provided also that in case of the generating company has engaged in any other regulated or unregulated Business or Other Business, the actual tax paid on income from any other regulated or unregulated Business or Other Business shall be excluded for the calculation of effective tax rate;

Provided also that if no Income Tax has been paid by the corporate legal entity owning the generating station(s), then the effective Income Tax rate shall be considered as "Nil".

34. Depreciation:

- 34.1 Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof. In case of the tariff of all the units of a generating station for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station taking into consideration the depreciation of individual units:

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station for which single tariff needs to be determined.

- 34.2 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple units of a generating station, weighted average life for the generating station shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the Year, depreciation shall be charged on pro rata basis.
- 34.3 The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that in case of hydro generating station, the salvage value shall be as provided in the agreement, if any, signed by the developers with the State Government for development of the generating station:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or unit shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life or the extended life:

Provided also that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable.

34.4 Land other than the land held under lease for a generating station and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

34.5 Depreciation for existing projects shall be calculated annually based on 'Straight Line Method' and at rates specified in Appendix-I to these Regulations for the assets of the generating station:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the generating station shall be spread over the balance useful life of the assets.

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in Appendix-I and Appendix-II to these Regulations to reduce front loading of tariff.

34.6 Depreciation for New Projects shall be calculated annually based on the Straight Line Method and at rates specified in Appendix-II to these Regulations for the assets of the generating station:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 15 years from the effective date of commercial operation of the generating station shall be spread over the balance useful life of the assets.

Provided further that in the case of a new hydro generating stations, the generating

company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in Appendix II to these Regulations to reduce front loading of tariff.

- 34.7 In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.3.2024 from the gross depreciable value of the assets.
- 34.8 The generating company shall submit the details of capital expenditure proposed to be incurred during five years before the completion of useful life of the project along with justification and proposed life extension. The Commission based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation by equally spreading the depreciable value over the balance Operational Life of the generating station or unit thereof or fifteen years, whichever is lower.
- 34.9 In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or unit thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the de-capitalized asset during its useful service.
- 34.10 Where the emission control system is implemented within the original scope of the generating station and the date of commercial operation of the generating station or unit thereof and the date of operation of the emission control system are the same, depreciation of the generating station or unit thereof including the emission control system shall be computed in accordance with Regulations 34.1 to 34.9 of this Regulation.
- 34.11 Depreciation of the emission control system of an existing or a new generating station or unit thereof where the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of commercial operation of the generating station or unit thereof, shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on straight line method at rates specified in Appendix-I to these Regulations:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the date of operation of such emission control system shall be spread over the balance period of 13 years or balance operational life of generating station, whichever is lower;

Provided further that in case the date of operation of the emission control system is after 20th year of commercial operation of the generating station or unit thereof, but before the completion of the useful life of the generating station, the depreciation on emission control

system (ECS) shall be computed annually from the date of operation of such ECS based on the straight line method, with a salvage value of 10% and the depreciable value shall be recovered till the operational life of the generating station.

- 34.12 In case the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of completion of the useful life of generating station commercial operation of the generating station or unit thereof, depreciation of ECS shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight line method, with a salvage value of 10% and recovered over ten years or a period mutually agreed by the generating company and the beneficiaries, whichever is higher.

35. Interest on Loan Capital:

- 35.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 31 of these Regulations shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.
- 35.2 The normative loan outstanding as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2024 from the gross normative loan.
- 35.3 The repayment for each of the year of the tariff period 2024-29 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year or period. In case of de-capitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro rata basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered up to the date of de-capitalisation of such asset.
- 35.4 Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the depreciation allowed for the year or part of the year.
- 35.5 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio after providing appropriate accounting adjustment for interest capitalized, subject to ceiling of Reference Rate of Interest or 14%, whichever is lower:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio shall be considered;

Provided further that if the generating station does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the generating company as a whole shall be considered;

Provided also that if the generating company does not have any actual loan, then the rate of interest for a loan shall be considered as 1-year MCLR of the State Bank of India as applicable as on April 01, of the relevant financial year.

- 35.6 The rate of interest on loan for installation of emission control system commissioned subsequent to date of commercial operation of the generating station or unit thereof, shall be the weighted average rate of interest of actual loan portfolio of the emission control system and in the absence of actual loan portfolio, the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered, subject to ceiling of Reference Rate of Interest or 14%, whichever is lower.
- 35.7 The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.
- 35.8 The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

36. Operation and Maintenance Expenses:

- 36.1 Operation and Maintenance Expenses for thermal and hydro power stations for the Tariff period shall be determined based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations. The normative operation and maintenance expenses for thermal generating stations are specified separately for the thermal power stations declared under commercial operation on or before 31.03.2012 and the power stations declared under commercial operation on or after 01.04.2012.
- 36.2 The cost components for employee expenses, repair & maintenance expenses and administrative & general expenses are considered as per Regulations 37.1 and 37.2 of these Regulations. The figures of Operation and Maintenance expenses including employee expenses, repair & maintenance expenses, and administrative & general expenses in FY 2023-24 provided in MPERC (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff) Regulations, 2020 for the power stations declared under commercial operation prior to 01.04.2012 shall be escalated at the escalation rate of 5.25% and 5.47% for thermal and hydro power stations, respectively to arrive at the figures for FY 2024-25:

Provided that the O&M Expenses of 500 MW Series thermal power plant is limited to O&M Expenses of 500 Series thermal power plant having COD on or after 01.04.2012.

- 36.3 Thereafter, the O&M expenses for the subsequent years of control period shall be determined by escalating the aforesaid O&M norms of FY 2024-25 with the escalation factor @ 5.25% and 5.47% for thermal and hydro power stations, respectively as considered by the Central Commission in its tariff Regulations, 2024 for the respective financial years to arrive at normative permissible O&M expenses for each year of the control period.

Provided that in case the generating stations which have been declared under commercial operation on or after 01.04.2012, the O&M expenses shall be as specified in Regulation 37.2 of these Regulations.

- 36.4 In respect of M. P. Power Generating Company Ltd., the employee expenses considered in the above Operation and Maintenance expenses are excluding the pension and other terminal benefits. The funding of pension and other terminal benefit in respect of personnel including existing pensioners of the Board and Pensioner's of M.P. Power Generating Company Ltd. shall be allowed in accordance with MPERC (Terms and Conditions for allowing pension and terminal benefits liabilities of personnel of the board and successor entities) Regulations and its amendment, if any.
- 36.5 The increase in O&M charges on account of war, insurgency or change in law, or like eventualities where the Commission is of the opinion that an increase in O&M charges is justified, may be considered by the Commission for a specified period.
- 36.6 Any saving achieved by a generating company in any Year shall be allowed to be retained by it. The generating company shall bear the loss if it exceeds the normative O&M expenses for that Year.

37. Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations:

- 37.1 Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations achieved COD prior to 01.04.2012:**

The Operation and Maintenance expenses admissible to the thermal power stations declared under commercial operation prior to 01.04.2012 comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms for O&M exclude Pension and Terminal Benefits, EL encashment, and arrears to be paid to employees

towards pay revision, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, fees to be paid to MPERC, EL encashment and any arrears paid to employees separately as actual. If the O&M expenses as per norms provided in these Regulations are more than the actual total O&M expenses including arrears if any towards pay revision, as per audited accounts of generating company, the O&M expenses to the extent of normative O&M expenses shall be allowed. The claim of pension and other Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 36.4 of these Regulations.

O&M Norms for Thermal Generating Units achieved COD prior to 01.04.2012:

Rs. in Lakh/ MW

Units (MW)	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
200/210/250 MW Series	34.20	35.99	37.88	39.87	41.96
500 MW Series	27.17	28.60	30.10	31.68	33.34

37.2 O&M Norms for the Thermal Generating Units achieved COD on or after 01.04.2012:

(Rs. in Lakhs/ MW)

Units (MW)	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
45 MW Series	45.32	47.70	50.20	52.84	55.61
200/210/250 MW Series	40.92	43.07	45.33	47.71	50.21
300/330/350 MW Series	34.04	35.83	37.71	39.69	41.78
500 MW Series	27.17	28.60	30.10	31.68	33.34
600/660 MW Series	25.78	27.13	28.56	30.06	31.64
800 MW & above Series	23.20	24.42	25.70	27.05	28.47

O&M Norms for Generating Stations based coal rejects:

(Rs. in Lakhs/ MW)

Year	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
O&M Expenses	38.81	40.85	42.99	45.25	47.62

Provided that the Water Charges, Security Expenses, Ash Transportation Expenses and Capital Spares for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided further that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant, type of cooling water system or water agreement with State govt. and considering the norms of specific water consumption notified by the Ministry of

Environment, Forest and Climate Change subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition:

Provided also that the generating station shall submit the details of year wise actual capital spares consumed individually costing above Rs. 10 Lakh at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through special allowance or claimed as a part of a capitalization or consumption of stores and spares and renovation & modernization.

- 37.3 Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law or Force Majeure event shall be considered at the time of truing up of tariff.
- 37.4 In the case of a generating company owned by the State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.
- 37.5 The operation and maintenance expenses on account of emission control system in coal based thermal generating station shall be 2% of the admitted capital expenditure (excluding IDC and IEDC) as on its date of operation, which shall be escalated annually @ 5.25% during the tariff period ending on 31st March 2029:

Provided that income generated from sale of gypsum or other by-products shall be reduced from the operation and maintenance expenses.

38. Normative Operation and Maintenance expenses of hydro generating stations:

- 38.1 The Operation and Maintenance expenses admissible to existing hydro power stations comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost. These norms for O&M exclude Pension and Terminal Benefits, EL encashment, and arrears to be paid to employees, taxes payable to the government, and fees payable to MPERC. The generating company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, fees to be paid to MPERC, EL encashment and any arrears paid to employees separately as actual. If the O&M expenses as per norms provided in these regulations are more than the actual total O&M expenses including arrears, if any towards pay revision, as per audited accounts of generating company, the O&M expenses to the extent of normative. O&M expenses shall be allowed. The claim of pension and Terminal benefits shall be dealt as per the Regulation 36.4 of these Regulations.

- 38.2 The following operations and maintenance expenses norms shall be applicable for the existing hydro generating stations which have achieved COD prior to 01.04.2024:

O&M Norms for Hydro Power Stations

Year	O&M Expenses in Rs. in lakh/MW
FY 2024-25	13.73
FY 2025-26	14.48
FY 2026-27	15.28
FY 2027-28	16.11
FY 2028-29	16.99

- 38.3 In case of the new hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2024, operation and maintenance expenses shall be fixed at 3.50% and 5.00% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works, IDC and IEDC) for first year of commercial operation for stations with installed capacity exceeding 200 MW and for stations with installed capacity less than or equal to 200 MW, respectively and shall be subject to annual escalation of 5.47% per annum for the subsequent years:

Provided that in case of pumped storage hydro power station, the Commission shall deal the O&M Expenses on case to case basis.

- 38.4 In the case of hydro generating stations which have not completed a period of three years of operation from COD as on 1.4.2024, Operation and Maintenance Expenses for 2024-25 shall be worked out by applying an escalation rate of 5.47% on the applicable operation and maintenance expenses as on 31.3.2024. The operation and maintenance expenses for subsequent years of the tariff period shall be worked out by applying an escalation rate of 5.47% per annum.
- 38.5 The Security Expenses, Capital Spares and Insurance expenses arrived through competitive bidding for hydro generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided that the generating station shall submit the assessment of the security requirement, capital spares and Insurance expenses along with its estimated expenses, which shall be trued up based on the details of year-wise actual capital spares consumed, actual insurance and security expenses incurred with appropriate justification:

Provided further that the value of capital spares exceeding Rs. 10 lakhs shall only be considered for reimbursement at the time of truing up with appropriate justification for incurring.

the same and substantiating that the same is not claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

- 38.6 Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law event, shall be considered at the time of truing up of tariff:

Provided that such impact shall be allowed only in case the overall impact of such change in law event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project for the year.

- 38.7 In the case of a generating company owned by State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff, subject to prudence check.

39. Interest on Working Capital:

- 39.1 The working capital shall cover:

A. Coal-based thermal generating stations

- (i) Cost of coal towards stock for 10 days for pit-head generating stations and 20 days for non-pit-head generating stations for generation corresponding to the normative annual plant availability factor or the maximum coal stock storage capacity whichever is lower;
- (ii) Advance payment for 30 days towards cost of coal for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (iii) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
- (iv) Operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses for one month;
- (v) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses; and
- (vi) Receivables equivalent to 45 days of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor.

B. For emission control system of coal based thermal generating stations:

- (i) Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (ii) Advance payment for 30 days towards cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (iii) Operation and maintenance expenses in respect of emission control system for one month;
- (iv) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses in respect of emission control system; and
- (v) Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charge and supplementary energy charge for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor.

C. Hydro generating station (including pumped storage hydro generating station):

- (i) Operation and maintenance expenses, including security expenses for one month;
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses including security expenses; and
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of Annual fixed cost.

39.2 The cost of fuel in cases covered under Regulations 39.1(A) and 39.1(B) of this Regulation shall be based on the landed fuel cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating station and gross calorific value of the fuel as per actual weightage average for the preceding financial year and no fuel price escalation shall be provided during the Control period:

Provided that in case of new generating station, the cost of fuel for the first financial year shall be considered based on landed fuel cost (taking into account normative transit and handling losses) and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for three months, as used for infirm power, preceding date of commercial operation for which tariff is to be determined.

39.3 Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered at the Reference Rate of Interest as on 1.4.2024 or as on 1st April of the year during the tariff period 2024-25 to 2028-29 in which the generating station or a unit thereof, is declared under commercial operation, whichever is later:

Provided that in case of truing-up, the rate of interest on working capital shall be considered at Reference Rate of Interest as on 1st April of each of the financial year during the tariff period 2024-29.

39.4 Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company has not taken loan for working capital from any outside agency.

CHAPTER-7**COMPONENTS OF ENERGY CHARGE****40. Energy Charges and Supplementary Energy Charges:**

The energy charges and Supplementary Energy Charges in respect of the thermal generating Stations shall comprise of landed cost of coal (primary fuel), cost of secondary fuel oil consumption and landed cost of reagents on account of implementation of the revised emission standards.

41. Landed cost of Coal (Primary Fuel):

The landed cost of coal for any month shall consist of base price of coal corresponding to the grade and quality of coal inclusive of statutory charges as applicable/allowed by the Commission, washery charges, if any, transportation cost by rail/ road or any other means, and loading, unloading and handling charges:

Provided that procurement of coal at a price other than Government notified prices may be considered, if it is based on competitive bidding through transparent process;

Provided further that landed cost of coal shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company including any adjustment on account of quantity and quality;

Provided also that the Gross Calorific Value of coal shall be measured by third party sampling and the expenses towards the third-party sampling facility shall be reimbursed by the beneficiaries.

42. Transit and Handling Losses:

For coal, the transit and handling losses shall be as per the following norms: -

Thermal Generating Station	Transit and Handling Loss (%)
Pit head	0.20%
Non-pit head –All Rail route	0.80%
Non-pit head multimodal transportation (using two or more than two mode of transport involving multiple trans-shipments)	1.00%

Provided that in case of pit-head stations, if coal is procured from sources other than the pit-head mines which is transported to the station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head station shall apply.

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses applicable for pit-head station shall apply.

43. Gross Calorific Value of Primary Fuel:

- 43.1 The gross calorific value for computation of energy charges as per Regulation 47 of these Regulations shall be done in accordance with 'GCV as Received';
- 43.2 The measurement of GCV of domestic coal shall be done based on third party sampling through an agency to be appointed by the generating company in accordance with the guidelines, if any, issued by the Central Government and the generating company shall ensure recovery of compensation as per Fuel Supply Agreement(s) and pass on the benefits of the same to the beneficiaries of the generating station:

Provided that in the absence of any third party sampling, computation of the energy charges shall be done in accordance with 'GCV as Billed'.

- 43.3 No loss in calorific value between 'GCV as billed' and 'GCV as received' shall be admissible for generating stations procuring coal through import of coal.
- 43.4 The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of coal i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., as per the forms prescribed to these Regulations:

Provided that the details of weighted average GCV of primary fuel on a received basis used for generation during the period, the blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be provided separately, along with the bills of the respective month;

Provided further that those copies of the bills and details of parameters of GCV and price of coal i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis.

44. Landed Cost of Reagent:

- 44.1 Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia are used during operation of emission control system for meeting revised emission standards, the landed cost of such reagents shall be determined based on normative consumption and purchase price of the reagent through competitive bidding, applicable statutory charges and transportation cost.
- 44.2 The normative consumption of specific reagent for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be considered as specified in Regulation 51.4(G) of these Regulations.

CHAPTER-8

COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES**45. Computation of Capacity Charges, Supplementary Capacity Charges, Energy Charges and Supplementary Energy Charges:**

45.1 The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share/ allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge shall be recovered in two parts viz, Capacity Charge for Peak Hours of the month and Capacity Charge for Off-Peak Hours of the month as follows:

45.2 The Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

Capacity Charge for the Month (CC_n) = Capacity Charge for Peak Hours of the Month (CC_{pn}) + Capacity Charge for Off-Peak Hours of the Month (CC_{opn})

Where,

$CC_{p1} = [(0.20 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{p1}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (1/12)\}$

$CC_{p2} = [(0.20 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{p2}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (1/6)\}$
- CC_{p1}

$CC_{p3} = [(0.20 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{p3}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (1/4)\}$
- $(CC_{p1} + CC_{p2})$

$CC_{p4} = [(0.20 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{p4}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (1/3)\}$
- $(CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$

$CC_{p5} = [(0.20 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{p5}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (5/12)\}$
- $(CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$

$CC_{p6} = [(0.20 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{p6}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (1/2)\}$ -
 $(CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5})$

$CC_{p7} = [(0.20 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{p7}/NAPAF)]$ subject to ceiling of $\{(0.20 \times AFC) \times (7/12)\}$
- $(CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6})$

$$CC_{p8} = [(0.20 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{p8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7})$$

$$CC_{p9} = [(0.20 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{p9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8})$$

$$CC_{p10} = [(0.20 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{p10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (5/6)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9})$$

$$CC_{p11} = [(0.20 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{p11}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10})$$

$$CC_{p12} = [(0.20 \times AFC) \times (PAFM_{p12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC)] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10} + CC_{p11})$$

$$CC_{op1} = (0.80 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{op1}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/12)\}$$

$$CC_{op2} = [(0.80 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{op2}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/6)\}] - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = [(0.80 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{op3}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/4)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

$$CC_{op4} = [(0.80 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{op4}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/3)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3})$$

$$CC_{op5} = [(0.80 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{op5}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4})$$

$$CC_{op6} = [(0.80 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{op6}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/2)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5})$$

$$CC_{op7} = [(0.80 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{op7}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (7/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6})$$

$$CC_{op8} = [(0.80 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{op8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7})$$

$$CC_{op9} = [(0.80 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{op9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8})$$

$$CC_{op10} = [(0.80 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{op10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/6)\}]$$

$$- (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9})$$

$$CC_{op11} = [(0.80 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{op12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10})$$

$$CC_{op12} = [(0.80 \times AFC) \times (PAFM_{op12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC)] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10} + CC_{op11})$$

Provided that in Multi-Year Tariff Order, the recovery of Capacity Charges determined based on these Regulations shall be allowed by considering the maximum of actual Plant Availability Factor of the last three years or Normative Annual Plant Availability Factor whichever is lower. However, at the time of truing up, the actual PAF achieved during the financial year shall be considered subject to ceiling of NAPAF:

Provided further that in case of generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation or installation of emission control system, as the case may be, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan only.

Where,

CC_m = Capacity Charge for the Month;

CC_p = Capacity Charge for the Peak Hours of the Month;

CC_{op} = Capacity Charge for the Off-Peak Hours of the Month;

CC_{pn} = Capacity Charge for the Peak Hours of n^{th} Month;

CC_{opn} = Capacity Charge for the Off-Peak of n^{th} Month;

AFC = Annual Fixed Cost;

$PAFM_{pn}$ = Plant Availability Factor achieved during Peak Hours up to the end of n^{th} Month;

$PAFM_{opn}$ = Plant Availability Factor achieved during Off-Peak Hours up to the end of n^{th} Month;

$NAPAF$ = Normative Annual Plant Availability Factor.

- 45.3 Normative Plant Availability Factor for 'Peak' and 'Off-Peak' Hours in a month shall be equivalent to the NAPAF specified in Regulation 51 of these Regulations. The number of hours of 'Peak' and 'Off-Peak' periods during a day shall be four and twenty respectively. The hours

of Peak and Off-Peak periods during a day shall be declared by the concerned Load Despatch Centre (LDC) at least a week in advance:

Provided that the concerned LDC, after duly considering the comments of the concerned stakeholders, shall declare Peak Hours in such a way as to coincide with the majority of the Peak Hours of the state to the maximum extent possible.

- 45.4 The shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours derived based on NAPAF shall be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours:

Provided that the shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours derived based on NAPAF, shall not be allowed to be offset by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours.

- 45.5 The Plant Availability Factor for a Month ('PAFM') shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DCi}{[N \times IC \times (100 - AUXn - AUXen)]} \%$$

Where,

AUXn = Normative auxiliary energy consumption as a percentage of gross energy generation.

AUXen = Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

DCi = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the i^{th} day of the period i.e. the month or the year, as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station.

N = Number of days during the period.

NOTE: DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

- 45.6 In addition to the AFC entitlement as computed above, the thermal generating station shall be allowed an incentive of up to 1.00% of AFC approved for a given year, which shall be billed monthly as per the following.

$$\text{Incentive} = (1.00\% \times \beta \times \text{CCy})/12$$

Where,

β = Average Monthly Frequency Response Performance for that generating station, as certified by concerned RPC/SLDC, which shall be computed by considering primary response as per the methodology prescribed by the NLDC with approval of the Commission and β shall range between 0 to 1:

Provided that the incentive shall be payable only if the Beta value is higher than 0.30.

CCy= Capacity Charges for the Year.

- 45.7 In addition to the Capacity charge, an incentive to a generating station or unit thereof shall be payable @ 75 paise/kWh for ex-bus scheduled energy during Peak Hours and @ 55 paise/kWh for ex-bus scheduled energy during Off-Peak Hours corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) achieved on a cumulative basis, as specified in Regulation 51.3(e) of these Regulations:

Provided that for computation of incentive, actual Annual Plant Load Factor of the entire installed capacity of the Generating Station shall be considered, irrespective of the Contracted Capacity.

46. Computation and Payment of Supplementary Capacity Charge for Coal based Thermal Generating Stations:

- 46.1 The fixed cost of emission control system shall be computed on annual basis based on the norms specified under these regulations and recovered on monthly basis under supplementary capacity charge. The total supplementary capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share or allocation in the capacity of the generating station.
- 46.2 The Supplementary Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

$$SCC1 = (AFCE) \times (1/12) \times (PAFM1/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/12)\}$$

$$SCC2 = [(AFCE) \times (1/6) \times (PAFM2/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/6)\}] - SCC1$$

$$SCC3 = [(AFCE) \times (1/4) \times (PAFM3/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/4)\}] - (SCC1 + SCC2)$$

$$SCC4 = [(AFCE) \times (1/3) \times (PAFM4/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/3)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3)$$

$$SCC5 = [(AFCE) \times (5/12) \times (PAFM5/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (5/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4)$$

$$SCC6 = [(AFCE) \times (1/2) \times (PAFM6/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (1/2)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5)$$

$$SCC7 = [(AFCE) \times (7/12) \times (PAFM7/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (7/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6)$$

$$SCC8 = [(AFCE) \times (2/3) \times (PAFM8/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (2/3)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7)$$

$$SCC9 = [(AFCE) \times (3/4) \times (PAFM9/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (3/4)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8)$$

$$SCC10 = [(AFCE) \times (5/6) \times (PAFM10/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (5/6)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9)$$

$$SCC11 = [(AFCE) \times (11/12) \times (PAFM11/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFCE) \times (11/12)\}] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9 + SCC10)$$

$$SCC12 = [(AFCE) \times (PAFM12/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFCE)] - (SCC1 + SCC2 + SCC3 + SCC4 + SCC5 + SCC6 + SCC7 + SCC8 + SCC9 + SCC10 + SCC11)$$

Provided that in case of generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan in respect of emission control system only.

Where,

SCCn = Supplementary Capacity Charge for the nth Month;

AFCE = Annual Fixed Cost of the emission control system;

PAFMn = Plant Availability Factor achieved up to the end of nth Month;

NAPAF = Normative Annual Plant Availability Factor.

- 46.3 Normative Plant Availability Factor for a month for the purpose of Supplementary Capacity Charge shall be considered in the manner specified in Regulation 45.3 of these Regulations. The PAFM shall be worked out in accordance with Regulation 45.5 of these Regulations.

47. Computation and Payment of Energy Charge for Thermal Generating Stations and Supplementary Energy Charge for Coal based Thermal Generating Stations:

- 47.1 The energy charge shall cover the primary and secondary fuel cost and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel price adjustment). The total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

Energy Charges = (Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}

- 47.2 The supplementary energy charge on account of emission control system shall cover the differential energy charges due to auxiliary energy consumption and cost of reagent consumption and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the supplementary energy charge rate of the month. Total supplementary energy charge payable to the generating company for a month shall be:

Supplementary Energy Charges = (Supplementary energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy(ex-bus) for the month in kWh}

- 47.3 Energy charge rate (ECR) and Supplementary Energy charge rate in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formula:

(i) Energy Charge Rate (ECR) for coal based thermal generating stations:

$$ECR = \{[(SHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF] + (SFC \times LPSFi)\} \times 100 / (100 - AUX)$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage;

CVPF= Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg less 85 Kcal/kg on account of variation during storage at generating station:

Provided that in case of blending of coal from different sources, the weighted average Gross Calorific Value of coal (primary fuel) shall be arrived in proportion to blending ratio.

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml;

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out;

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh;

LPPF= Weighted average landed price of coal (primary fuel), in Rupees per kg, during the month. (In case of blending of coal from different sources, the weighted average landed price of coal shall be arrived in proportion to blending ratio);

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh;

LPSFi = Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml during the month.

(ii) Supplementary ECR for coal based thermal generating stations:

Supplementary ECR= $(\Delta ECR) + [(SRC \times LPR / 10)/(100-(AUX_n + AUX_{en}))]$

Where,

(ΔECR) = Difference between ECR with revised auxiliary energy consumption with emission control system equivalent to $(AUX_n + AUX_{en})$ and ECR with normative auxiliary energy consumption as specified in these regulations;

SRC = Specific reagent consumption on account of revised emission standards (in g/kWh);

LPR = Weighted average landed price of reagent for emission control system (in Rs./kg).

- 47.4 In case of part or full use of coal from its alternate source of supply other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their power purchase agreement for supply of contracted power on account of shortage of coal or optimization of economical operation through blending, the use of coal from its alternative source of supply shall be permitted to generating station:

Provided that the weighted average price of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed and in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a pre-condition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement:

Provided further that where the energy charge rate based on weighted average price of fuel upon use of alternative source of fuel supply exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or exceeds 20% of energy charge rate for the previous month, whichever is lower shall be considered and, in that event, prior consultation with the beneficiary shall be made at least three days in advance.

- 47.5 Notwithstanding anything contained in Regulation 47.3 of this Regulation, the Commission after considering the shortage of fuel, may vary through separate Order(s), the blending ratio and the requirement of beneficiary consent thereof, towards use of alternative source of fuel.
- 47.6 Where biomass fuel is used for blending with coal, the landed cost of biomass fuel shall be worked out based on the delivered cost of biomass at the unloading point of the generating station, inclusive of taxes and duties as applicable. The energy charge rate of the blended fuel shall be worked out considering the consumption of biomass based on the blending ratio as specified by the Authority or the actual consumption of biomass, whichever is lower.
- 47.7 The Commission, through specific tariff orders to be issued for each generating station, shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge rate so approved shall be the base energy charge rate for the first year of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed after escalating the base energy charge rate by escalation rates for payment purposes as notified by the Central Commission from time to time under competitive bidding guidelines.

48. Computation and Payment of Capacity charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations:

- 48.1 The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and shall be recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and Energy Charges, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the Date of Commercial Operation of the first unit of the generating station and the Date of Commercial Operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost of the generating station, for the purpose of determining the Capacity Charges and Energy Charges payment during such period.

- 48.2 The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be:

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAPAF) \text{ (in Rupees)}$$

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

- 48.3 The PAFM shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX)\} \%}$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DC_i = Declared capacity (in ex-bus MW) for the *i*th day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station

N = Number of days in the month

- 48.4 In addition to the AFC entitlement as computed above, the hydro generating station shall be allowed an incentive of up to 3% of the Capacity Charge approved for a given year, which shall be billed monthly as per the following.

$$\text{Incentive} = (3\% \times \beta \times \text{CCy})/12$$

Where,

β = Average Monthly Frequency Response Performance for that generating station, as certified by concerned RPC/SLDC, which shall be computed by considering primary response as per the methodology prescribed by the NLDC with the approval of the Commission and beta shall range between 0 to 1.

Provided that incentive shall be payable only if Beta value is higher than 0.30.

CCy= Capacity Charges for the Year.

- 48.5 The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex-bus basis, at the computed energy charge rate. The total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$\text{Energy Charge} = (\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \{\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}\} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

- 48.6 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of Regulation 48.8 of these Regulations:

$$\text{ECR} = \text{AFC} \times 0.5 \times 10 / \{\text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS})\}$$

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station, in MWh, subject to the provision in Regulation 48.7 below.

FEHS = Free energy for home State, in per cent, as mentioned in Regulation 55.2 (Note-3) of these Regulations.

- 48.7 In case the saleable scheduled energy (ex-bus) of a hydro generating station during a year is less than the saleable design energy (ex-bus) for reasons beyond the control of the generating station, the generating station may directly recover the shortfall in energy charges in six equal interest-free monthly instalments after adjusting for DSM Energy in the immediately following year and shall be subject to truing up:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of 4 years on account of hydrology factor, the generating station shall approach Central Electricity Authority (CEA) with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

- 48.8 Any shortfall in the energy charges on account of saleable scheduled energy (ex-bus) being less than the saleable design energy (ex-bus) during the tariff period 2019-24, which was beyond the control of the generating station and which could not be recovered during the said tariff period shall be recovered in accordance with Regulation 48.7 of these Regulations.
- 48.9 In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per Regulation 48.5 of these Regulations exceeds one hundred and thirty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS)/10000\}$ MWh, energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred and thirty paise per kWh only.
- 48.10 In addition to the above, an incentive shall be payable to a ROR Hydro generating station @50 paise/ kWh corresponding to the saleable scheduled energy during peak hours of the day in excess of average saleable scheduled energy during the day (24 hours).
- 48.11 The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations in consultation with the Beneficiaries for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all Beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

49. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Pumped Storage Hydro Generating Stations:

- 49.1 The fixed cost of a pumped storage hydro generating station shall be computed on an annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on a monthly basis as a capacity charge. The capacity charge shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station:

Provided that during the period between the date of commercial operation of the first unit of the generating station and the date of commercial operation of the generating station, the annual fixed cost shall be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge payment during such period.

- 49.2 The capacity charge payable to a pumped storage hydro generating station for a calendar month shall be:

(AFC x NDM / NDY) (In Rupees), if actual Generation during the month is $\geq 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month; and

{(AFC x NDM / NDY) x (Actual Generation during the month during peak hours/ 75% of the Pumping Energy consumed by the station during the month) (in Rupees)}, if actual Generation during the month is $< 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

Provided that there would be adjustments at the end of the year based on actual generation and actual pumping energy consumed by the station during the year.

- 49.3 The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary in excess of the design energy plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir, at a flat rate equal to the average energy charge rate of 20 paise per kWh, if any, during the calendar month, on ex power plant basis.

- 49.4 Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$= 0.20 \times \{ \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh- (Design Energy for the month (DEm) + 75\% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month)} \} \times (100 - \text{FEHS}) / 100.$

Where,

DEm = Design energy for the month specified for the hydro generating station, in MWh

FEHS = Free Energy for Home State, in per cent, as mentioned in Regulation 55.2 (Note-3) of these Regulations, if any.

Provided that in case the Scheduled energy in a month is less than the Design Energy for the month plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month, then the energy charges payable by the beneficiaries shall be zero:

Provided further that if the energy for the pumping of water from lower reservoir to upper reservoir is arranged by the generating company, the charges for the pumping energy till the ex-Bus of the generating station shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station.

- 49.5 The generating company shall maintain the record of daily inflows of natural water into the upper elevation reservoir and the reservoir levels of the upper elevation reservoir and lower elevation reservoir on an hourly basis. The generator shall be required to maximize the peak hour supplies with the available water, including the natural flow of water. In case it is established that the generator is deliberately or otherwise, without any valid reason, not pumping water from a lower elevation reservoir to a higher elevation during off-peak periods or not generating power to its potential or wasting the natural flow of water, the capacity charges of the day shall not be payable by the beneficiary. For this purpose, outages of the unit(s)/station, including planned outages and forced outages up to 15% in a year, shall be construed as the valid reason for not pumping water from the lower elevation reservoir to the higher elevation during an off-peak period or not generating power using the energy of pumped water or natural flow of water:

Provided that the total capacity charges recovered during the year shall be adjusted on a pro-rata basis in the following manner in the event of total machine outages in a year exceeding 15%:

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO)/85$$

Where,

(ACC)_{adj} - Adjusted Annual Capacity Charges

(ACC) R - Annual Capacity Charges recovered

ATO - Total Outages in percentage for the year including forced and planned outages.

Provided further that the generating station shall be required to declare its machine availability daily on day ahead basis for all the time blocks of the day in line with the scheduling procedure of Grid Code.

- 49.6 The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

50. Deviation Charges:

- 50.1 Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof.
- 50.2 The actual net deviation of every generating station and Beneficiary shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the State Transmission Utility (STU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Load Despatch Centre.

CHAPTER-9**NORMS OF OPERATION****51. Norms of operation for thermal generating stations:**

- 51.1 Recovery of capacity charge, energy charge, supplementary capacity charge, supplementary energy charge and incentive by the generating company shall be based on the achievement of the operational norms specified in these Regulations.
- 51.2 The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in these Regulations in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been specified.
- 51.3 The norms of operation for thermal power stations as given hereunder shall apply for existing thermal power stations achieved COD on or before 31.03.2012:

(a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2024-25 to FY 2028-29
STPS Sarni PH 2	1x200+1x210	410.00	70.00%
STPS Sarni PH 3	2x210	420.00	70.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	70.00%
ATPS PH 3	1x210	210.00	85.00 %
SGTPS PH 1	2x210	420.00	75.00%
SGTPS PH 2	2x210	420.00	75.00%
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	75.00%
SGTPS PH 3	1x500	500.00	85.00%

(b) Gross Station Heat Rate (kCal/kWh):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2024-25 to FY 2028-29
STPS Sarni PH 2	1x200+1x210	410.00	2850
STPS Sarni PH 3	2x210	420.00	2850
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	2850
ATPS PH 3	1x210	210.00	2450
SGTPS PH 1	2x210	420.00	2700
SGTPS PH 2	2x210	420.00	2700
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	2700
SGTPS PH 3	1x500	500.00	2390

(c) Specific Fuel Oil Consumption (ml/kWh):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2024-25 to FY 2028-29
STPS Sarni PH 2	1x200+1x210	410.00	1.75
STPS Sarni PH 3	2x210	420.00	1.75
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	1.75
ATPS PH 3	1x210	210.00	0.50
SGTPS PH 1	2x210	420.00	1.30
SGTPS PH 2	2x210	420.00	1.00
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	1.15
SGTPS PH 3	1x500	500.00	0.50

(d) Auxiliary Energy Consumption (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2024-25 to FY 2028-29
STPS Sarni PH 2	1x200+1x210	410.00	10.00%
STPS Sarni PH 3	2x210	420.00	10.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	10.00%
ATPS PH 3	1x210	210.00	9.25%
SGTPS PH 1	2x210	420.00	10.00%
SGTPS PH 2	2x210	420.00	10.00%
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	10.00%
SGTPS PH 3	1x500	500.00	5.75%

(e) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for incentive (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY 2024-25 to FY 2028-29
STPS Sarni PH 2	1x200+1x210	410.00	70.00%
STPS Sarni PH 3	2x210	420.00	70.00%
STPS (PH 2 & PH 3)		830.0	70.00%
ATPS PH 3	1x210	210.00	85.00 %
SGTPS PH 1	2x210	420.00	75.00%
SGTPS PH 2	2x210	420.00	75.00%
SGTPS (PH 1 & PH 2)		840.0	75.00%
SGTPS PH 3	1x500	500.00	85.00%

51.4 Following norms shall be applicable for all the coal based thermal generating Units/ stations for all capacities which have achieved COD on or after 01.04.2012:

A. Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

- (i) Coal-based generating stations: 85%;
- (ii) For Generating Stations based on Coal Rejects: (a) First Three years from the date of commercial operation: 68.50% and (b) After completion of three years of the date of commercial operation: 75%.

B. Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF): 85%

C. Gross Station Heat Rate

- (i) Existing coal based thermal generating stations having COD on or after 1.04.2012 till 31.03.2024, (other than those covered under Regulation 51.3), the station heat rate norms shall be as already approved by the Commission for the preceding tariff period i.e. FY 2019-24.

(ii) Coal based thermal generating stations achieving COD on or after 1.4.2024:

Station Heat Rate for 200-300 MW Sets = 1.05 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Station Heat Rate for 500 MW Sets and above = 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a generating unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that depending upon the pressure and temperature ratings of the units, the maximum design turbine cycle heat rate and minimum boiler efficiency shall be as per table below:

Pressure Rating (Kg/cm ²)	150	170	170	247
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565	537/565
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935	1900
Minimum Boiler Efficiency				

Sub-Bituminous Indian Coal (%)	86	86	86	86
Bituminous Imported Coal (%)	89	89	89	89

Pressure Rating (Kg/cm²)	247	260	270	270
SHT/RHT (°C)	565/593	593/593	593/593	600/ 600
Type of BFP	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1850	1814	1810	1790
Min. Boiler Efficiency				
Sub-Bituminous Indian Coal (%)	86	86	86.50	86.50
Bituminous Imported Coal (%)	89	89.50	89.50	89.50

In case design turbine cycle heat rate and boiler efficiency are better than these values, the same shall be considered for calculation of design unit heat rate:

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design heat rate of the unit of the nearest class shall be taken:

Provided also that where heat rate of the unit has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the design heat rate of the unit shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that where the boiler efficiency is lower than 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal respectively, for computation of station heat rate:

Provided also that units based on a dry cooling system, the maximum turbine cycle heat rate shall be considered as per the actual design or 6% higher than the values given in the table above, whichever is lower:

Provided also that if one or more units were declared under commercial operation prior to 1.4.2024, the heat rate norms for those units as well as generating Units declared under commercial operation on or after 1.4.2024 shall be lower of

the heat rate norms considered by the Commission during tariff period FY 2019-20 to FY 2023-24 or those arrived at by the above methodology:

Provided also that for Generating stations based on coal rejects, the Commission will approve the Station Heat Rate on case to case basis.

Note: In respect of units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design heat rate of the unit specified above with turbine driven Boiler Feed Pump.

D. Specific Fuel Oil Consumption

- (i) Coal-based generating stations: 0.50 ml/kWh
- (ii) Coal-based generating stations with wall (front/rear/sides) fired boilers: 1.00 ml/kWh
- (iii) For Generating Stations based on Coal Rejects: 2.00 ml/kWh

E. Auxiliary Energy Consumption

Sr. No.	Generating Station	With Natural Draft Cooling Tower or without Cooling Tower
(1)	200/ 210/ 250 MW series	8.50%
(2)	300/ 330/ 350/ 500 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25 %
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00 %
(3)	600 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25 %
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00 %
(4)	45 MW	10.00 %

Provided that for thermal generating stations with induced drafts cooling towers and where ball and tube-type coal mill is used, the norms shall be further increased by 0.5% and 0.8% respectively:

Provided further that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows shall be allowed for plants with Dry Cooling Systems:

Type of Dry Cooling System	% of gross generation
Direct Cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1.00%
Indirect Cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.50%

Provided also that the auxiliary consumption for generating stations based on coal rejects shall be 10%.

F. Norms of Auxiliary energy consumption for emission control system (AUXen) of thermal generating stations:

Name of Technology	AUXen (as % of gross generation)
(1) For reduction of emission of Sulphur dioxide:	
(a) Wet Limestone based FGD system (without Gas to Gas heater)	1.0%
(b) Lime Spray Dryer or Semidry FGD System	1.0%
(c) Dry Sorbent Injection System (using Sodium bicarbonate)	NIL
(d) For CFBC Power plant (furnace injection)	NIL
(2) For reduction of emission of oxide of nitrogen:	
(a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
(b) Selective Catalytic Reduction system	0.2%

G. Norms for consumption of reagent:

(1) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of sulphur dioxide shall be as under:

(a) **For Wet Limestone based Flue Gas De-sulphurisation (FGD) system:** The specific limestone consumption (g/kWh) shall be worked out by following formula:

$$K \times \text{Normative Heat Rate (kCal/kWh)} \times \text{Sulphur content of coal (\%)} / \text{CVPF in kCal/kg} \times [85/\text{LP}] \text{ g/kWh}$$

Where,

CVPF= Weighted Average Gross calorific value of coal in kCal per kg for coal based thermal generating stations computed in accordance with Regulation 43 of these Regulations;

Provided that value of K shall be equivalent to $(35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency } / 96\%)$ for units to comply with SO₂ emission norm of 100/200 mg/Nm³ or $(26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency } / 73\%)$ for units to comply with SO₂ emission norm of 600 mg/Nm³;

Provided further that the limestone purity shall not be less than 85%.

- (b) **For Lime Spray Dryer or Semi-Dry Flue Gas De-Sulphurisation (FGD) system:** The specific lime consumption shall be worked out based on minimum purity of lime (LP) as at 90% or more by applying formula $[6 \times 90 / \text{LP}] \text{ g/kWh}$;
- (c) **For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate):** The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12g per kWh at 100% purity.
- (d) **For CFBC Technology (furnace injection) based generating station:** The specific limestone consumption for CFBC based generating station (furnace injection) shall be computed with the following formula:

$$[62.9 \times S \times \text{SHR} / \text{CVPF}] \times [85 / \text{LP}]$$

Where;

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh,

CVPF = Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal based thermal generating stations less 85kCal/kg on account of variation during storage at generating station.

- (2) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below:

- (a) **For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System:** The specific urea consumption of SNCR system shall be 1.2 g / kWh at 100% purity of urea.
- (b) **For Selective Catalytic Reduction (SCR) System:** The specific ammonia consumption of SCR system shall be 0.6 g / kWh at 100% purity of ammonia.

52. Norms of operation for hydro generating stations:

52.1 The norms of operation for Hydro power station shall be as under, namely:

Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria:

- (i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) up to 8%, and where plant availability is not affected by silt: 90%.
- (ii) Storage and Pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level of more than 8% and when plant availability is not affected by silt: the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAF.
- (iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.
- (iv) Run-of-river type plants: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

52.2 A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

52.3 Based on the above, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) of the Hydro stations already in operation shall be as follows for recovery of capacity charges:

Station	Type of Plant	Plant Capacity (MW)	Plant Capacity allocated to State (MW)	NAPAF
Gandhisagar HPS	Storage	115.00	57.50	85.00%
Pench HPS	Storage	160.00	106.67	85.00%
Rajghat HPS	Storage	45.00	26.86	60.00%
Bargi HPS	Storage	90.00	90.00	85.00%
Banasagar Complex (excluding Silpara)	Storage	395.00	395.00	85.00%
Silpara HPS	Run of river with pondage	30.00	30.0	85.00%
Birsinghpur HPS	Storage	20.00	20.0	85.00%
Madhi Kheda HPS	Storage	60.00	60.0	85.00%

- 52.4 In the case of pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from the down-stream reservoir to the up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses up to the bus bar of the generating station. In return, beneficiaries shall be entitled to an equivalent energy of 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir from the generating station during peak hours and the generating station shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours:

Provided that in the event of the beneficiaries failing to supply the desired level of energy during off-peak hours, there will be a pro-rata reduction in their energy entitlement from the station during peak hours:

Provided further that the beneficiaries may assign or surrender their share of capacity in the generating station, in part or in full, or the capacity may be reallocated by the State Government, and in that event, the owner or assignee of the capacity share shall be responsible for arranging the equivalent energy to the generating station in off-peak hours, and be entitled to corresponding energy during peak hours in the same way as the original beneficiary was entitled.

Auxiliary Energy Consumption:

- 52.5 Norms for auxiliary energy consumption for hydro power stations of capacity up to 200 MW and above 200 MW are as follows:

Type of Station	Auxiliary Energy Consumption (AEC)	
	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity up to 200 MW
Surface Hydro Generating Station		
Rotating Excitation	0.7%	0.7%
Static Excitation	1.0%	1.2%
Underground Hydro Generating Station		
Rotating Excitation	0.9%	0.9%
Static Excitation	1.2%	1.3%

CHAPTER-10**SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING****53. Scheduling:**

The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (or any other code or Regulation) approved by the Commission.

54. Metering and Accounting:

For metering and accounting, the provisions of the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (or any other code or Regulation) approved by the Commission, shall be applicable.

55. Billing and Payment of charges:

- 55.1 Bills shall be raised for Capacity Charges and Energy Charges on monthly basis by the generating company in accordance with these Regulations, and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company:

Provided that the physical copy of the Bill in Original at the office of the Authorised Person of the beneficiary and/or the scanned copy of Original Bill through Official Email ID of the Authorised Person of the Generating Company shall be recognized as valid mode of presentation of Bill:

Provided further that Signatory or Signatories (official designation only) shall be notified in advance by the Managing Director or Chief Executive Officer of the company and any change in the list of Authorised Signatory or the purpose, shall be communicated in the same manner.

- 55.2 Payment of the Capacity Charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the Installed Capacity of the generating station. Payment of Capacity Charges and Energy Charges for a Hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein).

Note 1

Shares/ allocations of each beneficiary in the total capacity of State sector generating stations shall be as determined by the State Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. The total capacity share of any beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the State Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other States/ Beneficiaries. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/ outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the State Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s)/ beneficiary to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the appropriate authority in advance, at least three days prior to such reallocation or reversion taking effect.

Note 3

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 13% or actual whichever is less (not applicable for generating stations of MPPGCL).

Provided that in cases where the site of a Hydro Power Project is awarded to a developer, (not being a State controlled or owned Company) by the State Government by following a two stage transparent process of bidding, the "Free Energy" shall be taken as 13%, in addition to energy corresponding to 100 Units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 Years from the Date of Commercial Operation of the generating station:

Provided further that the generating company shall submit detailed quantification of energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 years from the Date of Commercial Operation.

56. Rebate:

- 56.1 For payment of bills of the generating company through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT)/ Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1.5% shall be allowed:

Provided that in case a different Rebate mechanism is provided in the PPA, the same shall be governed by the provisions of the PPA.

Explanation: In case of computation of 5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is official holiday, the 5th day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

- 56.2 Where payments are made on any day after 5 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company or the due date if any, mentioned in the power purchase agreement, whichever is earlier, a rebate of 1% shall be allowed.

57. Late payment surcharge:

- 57.1 In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills or the due date as mentioned in the power purchase agreement whichever is earlier, a late payment surcharge as specified in the GoI, Ministry of Power – Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the generating company:

Provided that in case a different LPS mechanism is provided in the PPA, the same shall be governed by the provisions of the PPA.

- 57.2 Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary shall be first adjusted towards a late payment surcharge on the outstanding charges and thereafter, towards monthly charges billed by the generating company starting from the longest overdue bill.

CHAPTER-11**SHARING OF BENEFITS****58. Sharing of gains due to variation in norms:**

58.1 The generating company shall workout gains based on the actual performance of applicable Controllable parameters as under:

- i) Station Heat Rate;
- ii) Secondary Fuel Oil Consumption; and
- iii) Auxiliary Energy Consumption.

58.2 The financial gains by the generating company, on account of controllable parameters shall be shared between generating company and the beneficiaries on annual basis. The financial gains computed as per the following formulae in case of generating station other than hydro generating stations on account of operational parameters as shown in Regulation 58.1 of this Regulation shall be shared in the ratio of 50:50 between the generating stations and beneficiaries.

Net Gain = $(ECR_N - ECR_A) \times \text{Scheduled Generation}$

Where,

ECR_N = Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECR_A = Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month:

Provided that in case of hydro generating stations, the net gain on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption, shall be computed as per following formulae provided the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy and shall be shared in the ratio of 50:50 between generating station and beneficiaries:

- (i) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

Net gain (Million Rupees) = [(Saleable Scheduled generation in MUs) – (Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MUs)] x [1.30 or ECR, whichever is lower]

(ii) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

Net gain (Million Rupees) = {Saleable Scheduled generation in MUs- [(Saleable Scheduled Generation in MUs x (100-normative AEC in %)/(100- actual AEC in %)]} x [1.30 or ECR, whichever is lower]

59. Sharing of saving in interest due to re-financing or restructuring of loan:

59.1 If re-financing or restructuring of loan by the generating company results in net savings on interest after accounting for cost associated with such refinancing or restructuring, the same shall be shared between the beneficiaries and the generating company in the ratio of 50:50.

59.2 In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the MPERC (Conduct of Business) Regulations, as amended from time to time:

Provided that the beneficiaries shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

60. Sharing of Non-Tariff Income:

The non-tariff net income in case of generating station on account of following shall be shared in the ratio of 50:50 with the beneficiaries and the generating company on annual basis:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap;
- c) Income from sale of fly ash;
- d) Interest on advances to suppliers or contractors;
- e) Rental from staff quarters;
- f) Rental from contractors;

- g) Income from advertisements;
- h) Income from eco-tourism;
- i) Interest on investments and bank balances;
- j) Income from sale of tender documents; and
- k) Income generated from sale of ESCerts:

Provided that the interest or dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the regulated business of the Generating Company shall not be included in Non-Tariff Income:

Provided further that the Generation Company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission. Non-tariff income shall also be trued-up based on audited accounts.

61. Sharing of Clean Development Mechanism Benefits:

The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under Clean Development Mechanism shall be shared in the following manner:

- (a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station; and
- (b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

CHAPTER-12**MISCELLANEOUS PROVISIONS****62. Operational Norms to be ceiling norms:**

Operational norms specified in these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company and the beneficiaries from agreeing to the improved norms and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

63. Deviation from ceiling tariff:

- 63.1 Tariff determined in these Regulations shall be a ceiling tariff. The generating company and beneficiaries may mutually agree to charge a lower tariff.
- 63.2 The generating company may opt to charge the lower tariff for period not exceeding the validity of these Regulations on account of lower depreciation based on the requirement of repayment. In such case, the unrecovered depreciation on account of reduction of depreciation by the generating company during useful life shall be allowed to be recovered after the useful life in these Regulations.
- 63.3 The generating company may opt to charge the lower tariff for a period not exceeding the validity of these Regulations on agreeing to deviation from operational parameters, reduction in operation and maintenance expenses, reduced return on equity and incentive specified in these Regulations.
- 63.4 The deviation from the ceiling tariff specified by the Commission shall come into effect from the date agreed to by the generating company and the beneficiaries.
- 63.5 The generating company and the beneficiaries of a generating station shall be required to approach the Commission for charging lower tariff in accordance with Regulations 63.1 to 63.3 above. The details of the accounts and the tariff actually charged under Regulations 63.1 to 63.3 above shall be submitted at the time of true up.
- 63.6 Where the generating company and its beneficiaries have mutually agreed to charge a lower tariff in accordance with Regulations 63.1 to 63.3 above, the said agreed tariff shall not be revised upwards at the time of truing up based on the capital cost and additional capital expenditures in accordance with these Regulations:

Provided that where the trued up tariff is lower than the agreed tariff, the generating company shall charge such trued-up tariff only:

Provided further that the difference between the agreed tariff and the trued-up tariff shall be settled between the parties in accordance with Regulations 7.13 of these Regulations.

64. Hedging of Foreign Exchange Rate Variation:

- 64.1 The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign currency loan taken for the generating station in part or in full at the discretion of the generating company.
- 64.2 If the generating company enters into any hedging arrangement(s) based on its approved hedging policy, the generating company shall communicate to the beneficiaries concerned, of entering into such arrangement(s) within thirty days.
- 64.3 Every generating company shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.
- 64.4 To the extent the generating company is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or its suppliers or contractors.

65. Recovery of cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation (FERV):

- 65.1 Every generating company shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.
- 65.2 Recovery of cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company from the beneficiaries without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

66. Application fee, publication expenses and other statutory charges:

66.1 The following fees, charges and expenses shall be reimbursed directly by the beneficiary in the manner specified herein:

- (i) The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company directly from the beneficiaries.
- (ii) The Commission may, for the reasons to be recorded in writing and after hearing the affected parties, allow reimbursement of any fee or expenses, as may be considered necessary.
- (iii) SLDC Charges and Transmission Charges as determined by the Commission shall be considered as expenses, if payable by the generating stations.
- (iv) RLDC/NLDC charges as determined by the Central Commission shall also be considered as expenses, if payable by the generating station.

66.2 Lease rent for land taken or lease by a generating station if any, payable to the Government on yearly basis, shall be considered as per lease agreement on case-to-case basis on submission of documentary proof, subject to prudence check at the time of true up.

66.3 Electricity duty, cess and water charges if payable by the Generating Company for generation of electricity from the power stations to the State Government, shall be considered and allowed by the Commission separately by considering normative parameters specified in these Regulations and shall be trued-up on actuals:

Provided that in case of the Electricity duty is applied in the auxiliary consumption, such amount of electricity duty shall apply on normative auxiliary consumption of the generating station (excluding colony consumption) and apportioned to each beneficiaries in proportion to their schedule dispatch during the month.

66.4 Expenses towards Fly Ash utilization & transportation shall be payable in accordance to the directives issued by Government of India, Ministry of Environment, Forest and Climate Change vide Notification No. S.O. 5481 (E) dated 31.12.2021 and subsequent amendment issued from time to time:

Provided that the generating company shall maintain separate accounts/records for expenses towards Fly Ash utilization & transportation reconciled with the Annual Audited

Accounts and duly certified by the statutory Auditor. The generating company shall submit complete details of aforesaid expenses to the procurer along with supporting documents.

67. Public Procurement through Competitive Bidding:

The generating company for a specific generating station shall procure equipment, work and services through a transparent process of competitive bidding:

Provided that under certain exceptional circumstances, equipment, works and services may be procured through other methods, as provided under general financial rules issued by the Government of India or GoMP and applicable from time to time.

68. Power to Relax:

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

69. Power to Remove Difficulty:

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by order, make such provision not inconsistent with the provisions of the Act or provisions of other Regulations specified by the Commission, as may appear to be necessary for removing the difficulty in giving effect to the objectives of these Regulations.

70. Repeal and Savings:

70.1 The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff), Regulations, 2020 {RG-26 (IV) of 2020}" notified on 28.02.2020 and read with amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby superceded.

70.2 Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary for ends of justice to meet or to prevent abuses of the process of the Commission.

70.3 Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

70.4 Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

71. Issue of Suo-Moto orders and practice directions:

The Commission may, from time to time, issue orders and practice directions in regard to the effective implementation of these Regulations and matters incidental or ancillary thereto as the Commission may consider appropriate.

By order of the Commission,
UMAKANTA PANDA, Commission Secy.

Appendix-I**Depreciation Schedule for existing Projects**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for Reservoir in case of Hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden Structures	100%
(v)	Roads other than Kutcha Roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, Sub-Station equipment & other fixed apparatus.	

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
(f)	Switchgear including cable connections	5.28%
(g)	Lightning Arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
(h)	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 kV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 132 kV but not exceeding 66 kV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
(j)	Meters	5.28%
(k)	Self-propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
(m)(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and Apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
(n)	Apparatus let on hire	

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic	5.28%
(p)	I. T. equipment's including software	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	5.28%

Note: Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendment thereto.

Appendix-II**Depreciation Schedule for New Projects**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for Reservoir in case of Hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	4.22%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	4.22%
(iii)	Diesel electric and gas plant	4.22%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	4.22%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	4.22%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	4.22%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden Structures	100%
(v)	Roads other than Kutcha Roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, Sub-Station equipment & other fixed apparatus.	

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 kVA and over	4.22%
(ii)	Others	4.22%
(f)	Switchgear including cable connections	4.22%
(g)	Lightning Arrestor	
(i)	Station type	4.22%
(ii)	Pole type	4.22%
(iii)	Synchronous condenser	4.22%
(h)	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	4.22%
(ii)	Cable duct system	4.22%
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 kV	4.22%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 132 kV but not exceeding 66 kV	4.22%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	4.22%
(iv)	Lines on treated wood support	4.22%
(j)	Meters	4.22%
(k)	Self-propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	4.22%
(ii)	Portable	9.50%
(m)(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and Apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	4.22%
(n)	Apparatus let on hire	

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic	4.22%
(p)	I. T. equipment's including software	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	4.22%

Note: Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendment thereto.

TARIFF FILING FORMS (THERMAL)

FOR DETERMINATION OF TARIFF

Main Tariff Form

PART-I

Annexure-I

Checklist of Main Tariff Forms and other information for tariff filing for**Thermal Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM- 1	Summary of Tariff	
FORM -1 (I)	Statement showing claimed capital cost	
FORM -1 (II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation on original project cost	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 15	Details of Fuel for Computation of Energy Charges	
FORM- 16	Details of Limestone for Computation of Energy Charge Rate	
FORM-17	Details of Capital Spares	
FORM- 18	Non-Tariff Income	
FORM-19	Details of Water Charges	
FORM-20	Details of Statutory Charges	
FORM-21	Details of Fly Ash Transportation and utilization expenses	

PART-I**List of Supporting Forms / documents for tariff filing for****Thermal Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM-A	Abstract of Capital Cost Estimates	
FORM-B	Break-up of Capital Cost for Coal based projects	
FORM-C	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-D	Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project	
FORM-E	Details of cost over run	
FORM-F	Details of time over run	
FORM-G	Statement of Additional Capitalisation during end of the useful life	
FORM -H	Details of Assets De-capitalised during the period	
FORM -I	Reconciliation of Capitalisation claimed vis-à-vis books of accounts	
FORM -J	Statement showing details of items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM -K	Statement of Capital cost	
FORM-L	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM-M	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM-N	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-O	Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual COD	
FORM-P	Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual COD	
FORM-Q	Actual cash expenditure	
FORM-R	Statement of Liability flow	
FORM-S	Summary of issues involved in the petition	

List of supporting documents for tariff filing for Thermal Stations

S. No.	Information / Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to MPERC)	
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India at the time of true-up. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify the formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

PART-I
FORM-1

Summary of Tariff

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station: _____
 Place (Region/District/State): _____

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Summary of Tariff							
1.1	Return on Equity ¹	Rs Lakh						
1.2	Depreciation	Rs Lakh						
1.3	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O&M Expenses	Rs Lakh						
1.6	Special Allowance (If applicable)	Rs Lakh						
	Total	Rs Lakh						
2	Primary Fuel							
2.1	Landed Fuel Cost (coal) as per FSA	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost Imported Coal as per FSA							
	(%) of Fuel Quantity							
2.3	Landed Fuel Cost (coal) other than FSA	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.4	Landed Fuel Cost Imported Coal other than FSA.							
	(%) of Fuel Quantity							
3.	Secondary Fuel							
3.1	Secondary fuel oil cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) ^{2A, 2B, 2C, 2D}	Rs/Unit						

(Petitioner)**Note:**

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.
- 2A. If multi fuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.
- 2B. The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.
- 2C. The Energy Charge rate for the month shall be based on fuel cost(s) and GCV(s) for the month as per Regulation.
- 2D. In case breakup is not available for 2.1 to 2.4, consolidated statement needs to be submitted.

PART-I
FORM-1(I)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station:

Statement showing claimed capital cost - (A+B)
(Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)
(Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

**Statement showing claimed capital cost eligible for RoE
at one year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00% (B) (Rs. Lakh)**

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

(Petitioner)

PART 1
FORM-1(IIA)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station:

Statement showing Return on Equity at Normal Rate:

Sr	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	Return on Equity					
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE					
12	Total ROE					

(Petitioner)

PART 1
FORM-1(IIB)

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station: _____

Statement showing Return on Equity linked to SBI MCLR:

Sr	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	Return on Equity (beyond the original scope of work including additional capitalization due to Change in Law, ECS, Force Majeure)					
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE (One year SBI MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00%)					
12	Total ROE					

(Petitioner)

PART 1
FORM-2

Plant Characteristics

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III		
Installed Capacity (MW)						
Schedule COD as per Investment Approval						
Actual COD / Date of Taken Over (as applicable)						
Pit Head or Non Pit Head or Integrated Mine						
Distance from Integrated mine (kms), If applicable						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
Main Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm^2) abs ¹ .						
Main Steam Temperature at Turbine inlet ($^{\circ}\text{C}$) ¹						
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm^2) ¹						
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet ($^{\circ}\text{C}$) ¹						
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr) ²						
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr) ²						
Unit Gross electrical output under MCR /Rated condition (MW) ²						
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW) ²						
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh) ³						
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						
Design Cooling Water Temperature ($^{\circ}\text{C}$)						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition (kg/Cm^2)						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition ($^{\circ}\text{C}$)						

PART 1
FORM-3Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars	Unit	(Year Ending March)					
		Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
Base Rate of Return on Equity	%						
Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization	%						
Tax Rate ²	%						
Target Availability (NAPAF)	%						
Peak Hours	%						
Off-Peak Hours	%						
R- Average Monthly Frequency Response Performance ³	0-1						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/ kWh						
Cost of Coal for WC	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC	in Months						
O&M Expenses	Rs lakh/MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Receivables for WC	in Months						
Storage capacity of Primary fuel	MT						
SBI 1 Year MCLR plus 325 basis point ¹	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							
Norms for consumption of reagent							
Specific Limestone consumption for Wet Limestone FGD							
Specific Limestone consumption for Lime Spray Dryer or Semi-dry FGD							
Specific consumption of sodium bicarbonate							
Specific Limestone consumption for CFBC based generating station							
Specific urea consumption of the SNCR							
Specific ammonia consumption of the SCR							

Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
Transit and Handling Losses of coal							

- Note: 1). Mention relevant date.
- 2). Tax rate is to be computed in accordance with Regulation 33.
- 3). To be submitted at the time of truing up based on RPC/SLDC certification.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	2	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency ³ & so on												
A.1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

PART 1
FORM-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

PART 1
FORM-6Financial Package up to COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project Cost as on COD¹ _____

Date of Commercial Operation of the Station² _____

1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Illustration: Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1680 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs 80
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

PART 1
FORM-7Details of project specific loans

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars 1	Package1 2	Package2 3	Package3 4	Package4 5	Package5 6	Package6 7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of trueing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of trueing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

- Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
- Margin means the points over and above the floating rate.
- At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
- Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
- Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
- If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
- In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
- Base Exchange Rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later.
- In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
- In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
- At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
- At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 9

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____
 For Financial Year _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)			Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in column 3	Cash basis	IDC included in col. 3		
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	8	9

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the Tariff Order).
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. and impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.
6. The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

PART 1

FORM-10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs Lakh)

	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
Financial Year (Starting from COD) ¹										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/ Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

**PART 1
FORM- 11****Calculation of Depreciation**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2029	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
1	2	3	4	5 = Col.3 X Col.4
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

**PART 1
FORM-12****Statement of Depreciation**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

		(Amount in Rs Lakh)						
S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1.	Opening Capital Cost							
2.	Closing Capital Cost							
3.	Average Capital Cost							
4.	Freehold land							
5.	Rate of depreciation							
6.	Depreciable value							
7.	Balance useful life at the beginning of the period							
8.	Remaining depreciable value							
9.	Depreciation (for the period)							
10.	Depreciation (annualised)							
11.	Cumulative depreciation at the end of the period							
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2024							
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation							
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period							

1. In case of details of FERV, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	(Amount in Rs. Lakh)					
	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

[illegible]

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan 2									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan 3									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.
4. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAOI for that respective quarter.

(Petitioner)

PART 1

FORM-15

Details of Source wise Fuel for Computation of
Energy Charges¹

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Sr. No.	Month-wise	Unit	For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)					Others (specify)
			Domestic Source (1)	Domestic Source (n)	E-Auction	Imported	
A)	OPENING QUANTITY							
1	Opening Quantity of Coal	(MMT)						
2	Value of Stock							
B)	QUANTITY							
3	Quantity of Coal supplied by Coal Company for the particular month giving complete details of mode of transportation used for transportation along with quantity.	(MMT)						
	By Rail							
	By Road							
	By Ship							
	By MGR							

For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)								
Sr. No.	Month-wise	Unit	Domestic Source (1)	Domestic Source (n)	E-Auction	Imported	Others (specify)
	By any other mode (specify)							
4	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal Company *	(MMT)						
5	Coal supplied by Coal Company (3+4)	(MMT)						
6	Actual Transit & Handling Losses (For coal based Projects) specify the source	(MMT)						
7	Actual coal received	(MMT)						
C)	PRICE							
8	Amount charged by the Coal Company	(Rs.)						
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal Company *	(Rs.)						
10	Unloading, Handling and Sampling charges.							
	Unloading charges							
	Handling charges							
	Sampling charges							
11	Total amount Charged (8+9+10)	(Rs.)						
D)	TRANSPORATION							

Sr. No.	Month-wise	Unit	For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)					
			Domestic Source (1)	Domestic Source (n)	E-Auction	Imported	Others (specify)
12	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)						
	By Rail							
	By Road							
	By Ship							
13	By MGR							
	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)						
	Demurrage Charges, if any	(Rs.)						
	Cost of fuel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)						
16	Total Transportation Charges (12+13+14+15)	(Rs.)						
17	Total amount Charged for coal supplied including Transportation (11+16)	(Rs.)						
E)	TOTAL COST							
18	Landed cost of coal (2+17)/(1+7)	Rs./MT						
19	Blending Ratio (Domestic/Imported)							

For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)							
Sr. No.	Month-wise	Unit	Domestic Source (n)				
			Domestic Source (1)	Domestic Source (n)	E-Auction	Imported
20	Weighted average cost of coal for preceding twelve months	Rs./MT					
F)	QUALITY						
21	GCV of Domestic Coal of the opening coal stock as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)					
22	GCV of Domestic Coal supplied as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)					
23	GCV of Imported Coal of the opening stock as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)					
24	GCV of Imported Coal supplied as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)					
25	Weighted average GCV of coal as Billed	(kCal/Kg)					
26	GCV of Domestic Coal of the opening stock as received at Station	(kCal/Kg)					
27	GCV of Domestic Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)					
28	GCV of Imported Coal of the opening stock as received at Station	(kCal/Kg)					

Sr. No.	Month-wise	Unit	For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)					
			Domestic Source (1)	Domestic Source (n)	E-Auction	Imported	Others (specify)
29	GCV of Imported Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)						
30	Weighted average GCV of coal as Received	(kCal/Kg)						

(*specifying the period of adjustment along with reason and support document for the adjustment)

Note:

1. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.
2. The action taken to address the difference in GCV between as billed and as received should be submitted along with the petition.
3. The details of source wise fuel for computation of energy charges should be provided on year wise in above format along with month wise calculation as may be required by the Commission.
4. Details to be provided for each source separately. In case of more than one source, add additional column.
5. Break-up of the amount charged by the Coal Company is to be provided separately.

(Petitioner)

PART 1

FORM-16

**Details of Limestone for
Computation of Energy Charge Rate**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)	For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)	For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)
1	Quantity of Limestone supplied by Limestone supply Company	(MMT)			
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Limestone supply Company	(MMT)			
3	Limestone supplied by Limestone supply Company (1+2)	(MMT)			
4	Net Limestone Supplied (3-4)	(MMT)			
5	Amount charged by the Limestone supply Company	(Rs.)			
6	Adjustment (+/-) in amount charged made by Limestone supply Company	(Rs.)			
7	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)			
8	Transportation charges by rail/ ship/ road transport	(Rs.)			
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)			
10	Demurrage Charges, if any	(Rs.)			
11	Total Transportation Charges (8+/-9-10)	(Rs.)			
12	Total amount Charged for Limestone supplied including Transportation (7+11)	(Rs.)			

(Petitioner)

PART 1

FORM-17

Details of Capital Spares

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance ² (If Applicable)	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount in Rs. Lakh ¹				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

1) No Spares individually costing upto Rs. 10 lakh shall be claimed.

2) Spares that have been procured in the past through compensatory allowance to be provided.

(Petitioner)

PART 1

FORM- 18

Non-Tariff Income

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1.	...						
2.	...						
3.						
4.						
5.						

(Petitioner)

PART 1
FORM- 19

Details of Water Charges

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Details of Water charges (excluding water cess)		Quantity allocated	Actual water consumption			Normative consumption at 85% PLF	Rate specified (as per govt. notification or agreement)	Spillage of water (in percentage)	Amount Claimed
	Name of source and quantity	Amount		Unit....	Plant	Other than Plant				
1							Unit....			
2										
3										
4										
5										
6										

Note-1: The water charges shall include only the expenditure paid to the third party/Govt. entity for water consumed for the generation of electricity only, exclusive of expenses associated with the owner i.e. manpower, pumping charges etc.

Note-2: The supporting documents with regard to the rate specified by the Govt. entity shall be submitted.

(Petitioner)

PART 1
FORM-20

Details of Statutory Charges

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Particulars	Unit Rate	No of Units	Amount Claimed
Electricity Duty			
Water Cess			
...			
...			
...			

(Petitioner)

PART 1
FORM- 21

Details of Ash Transportation and utilization expenses

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Power Station	Name of Party to whom ash supplied or transported	Distance in km	Quantum of supply of ash from plant (MT)	Income from ash sales (Rs.)	Total Transportation cost incurred (Rs.)

(Petitioner)

PART 1
FORM- A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
Price level of approved estimates	Present Day Cost As on End of ____ Qtr. Of the year ____	Completed Cost As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		

Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Lakh)	
Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)	
Schedule of Commissioning	
Scheduled COD of Unit-I/Block-I as per Investment Approval	
Scheduled COD of Unit-II/Block-II as per Investment Approval	
Scheduled COD of last Unit/Block	

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM B or C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

PART 1
FORM-B

Break-up of Capital Cost for New Coal based projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
		3	4	5	6	7	8
1	2						
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water Plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination Plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage system						
2.3.7	Ash Handling System						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
		Actual Amount	4				
1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						
2.3.10	MGR						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
2.3.15	FGD system, if any						
2.3.16	De-salination plant for sea-water intake						
2.3.17	External coal handling in Jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	BOP Electrical						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties						
2.6	Taxes & Duties						
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main plant/ Adm. Building						
4.2	CW system						
4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water Plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling Yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Fire fighting System						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temp. construction & enabling works						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶		Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
		3	4	5				
1	2							8
5.1	Erection Testing and commissioning							
5.2	Site supervision							
5.3	Operator's Training							
5.4	Construction Insurance							
5.5	Tools & Plant							
5.6	Startup fuel							
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses							
6	Overheads							
6.1	Establishment							
6.2	Design & Engineering							
6.3	Audit & Accounts							
6.4	Contingency							
	Total Overheads							
7	Total Capital cost excluding IDC & FC							
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost							
8.1	Interest During Construction (IDC)							
8.2	Financing Charges (FC)							
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)							
8.4	Hedging Cost							

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD and increase of IDC from scheduled COD to actual COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.
6. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate.

(Petitioner)

PART 1
FORM-C

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	(Amount in Rs. Lakh)			
		Package A	Package B	Package C	... Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)				
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally / Deposit Work				
3	No. of bids received				
4	Date of Award				
5	Date of Start of work				
6	Date of Completion of Work/ Expected date of completion of work				
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)				
8	Firm or With Escalation in prices				
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)				
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)				
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)				
12	Sub -total (9+10+11) (Rs. Lakh)				

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal based plants in the FORM-B to the extent possible.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr. + US\$50m=Rs.480Cr. at US\$=Rs80 as on say 1.4.2024.

(Petitioner)

PART 1
FORM- D

Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality - Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal handling Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/ Imported)	
Parameter/Variables		Values
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		
Basis of Price (Firm/ Escalation-Linked)		
Equipment Supplier (Country of Origin)		
Optional Packages		Yes/No
Desalination Plant/RO Plant		
MGR		
Railway Siding		
Unloading Equipment at Jetty		
Rolling Stock/ Locomotive		
FGD Plant		
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)		

(Petitioner)

PART 1
FORM-E

Detail of cost over run

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost			
1	Cost of Land & Site Development			Total Cost		
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost			
2.3.10	MGR			Total Cost		
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost			
4.5	Clarification plant			Total Cost		
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6	Overheads					
6.1	Establishment					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost			
6.2	Design & Engineering			Total Cost		
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART 1
FORM-F

Detail of time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No	Description of Activity / Works / Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention S. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path.

(Petitioner)

PART 1
FORM- GStatement of Additional Capitalisation during five year before the end of useful life of the Project

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

S. No.	Year	Work / Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un- discharged Liability included in col. 4	Cash basis	IDC included in col. 4			
1	2	3	4	5	(6 = 4 - 5)	7	8	9	10

(Amount in Rs. Lakh)

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes.
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.
3. The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.

(Petitioner)

PART 1
FORM-H

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Region

State

District

		(Amount in Rs. Lakh)				
S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization	Whether earning RoE at the normal rate or at SBI MCLR+350 bps
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						
5						

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART I
FORM-I

Reconciliation of capitalisation claimed vis-à-vis books

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments*					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments*					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	Total Additions as per books (G = 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)					
12	Less: Un-discharged Liabilities (as per IGAAP)					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works (as per IGAAP)					
14	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)					

Note: (1) Form is to be certified by the Auditor and Certificate issued as per the guidelines prescribed by their governing body.

(2) Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms. *Break-up to be specified.

(Petitioner)

**PART 1
FORM-J**

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion			Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6
					7

Note: 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART 1

FORM- K

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Statement of Capital cost
(To be given for relevant dates and year wise)

S. No.	Particulars	(Amount in Rs. Lakh)	
		Accrual Basis ²	As on relevant date Un-discharged Liabilities Cash Basis
A	a) Opening Gross Block Amount as per books		
	b) Amount of IDC in A(a) above		
	c) Amount of FC in A(a) above		
	d) Amount of FERV in A(a) above		
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above		
	f) Amount of IEDC in A(a) above		
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)		
	b) Amount of IDC in B(a) above		
	c) Amount of FC in B(a) above		
	d) Amount of FERV in B(a) above		
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above		
	f) Amount of IEDC in B(a) above		
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)		

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis ²	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date
2. As per IGAP

(Petitioner)

PART 1
FORM-L

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Statement of Capital Woks in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

S. No.	Particulars	(Amount in Rs. Lakh)		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART 1
FORM-MCalculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Gross Normative loan - Opening						
2	Cumulative repayment of Normative loan up to previous year						
3	Net Normative loan - Opening						
4	Add: Increase due to addition during the year / period						
5	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8	Net Normative loan - Closing						
9	Average Normative loan						
10	Weighted average rate of interest						
11	Interest on Loan						

(Petitioner)

PART 1
FORM- N

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil						
3	O & M Expenses						
4	Maintenance Spares						
5	Receivables						
6	Total Working Capital						
7	Rate of Interest						
8	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

PART 1
FORM- O**Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Depreciation		
7	Other Office and Administrative Expenses		
8	Others (Please Specify Details)		
9	Other Pre-Operating Expenses		
...		
...		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	Less:		
C	Net IEDC		

(Petitioner)

**PART 1
FORM- P****Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual COD****Name of the Petitioner** _____**Name of the Generating Station** _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on Actual COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	_____		
5	_____		
6			

(Petitioner)

**PART 1
FORM- Q****Actual cash expenditure****Name of the Petitioner****Name of the Generating Station**

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n/ DOCO
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART 1
FORM- R

Statement of Liability Flow

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at One year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00%						

(Petitioner)

PART 1

Form - S

Summary of issue involved in the petition

1.	Petitioner:	
2.	Subject	
3.	Prayer:	
4.	Respondents	
	Name of Respondents	
	a.	
	b.	
	c.	
5.	Project Scope	
	Cost	
	Commissioning	
	Claim	
	AFC	
	Capital cost	
	Initial spare	
	NAPAF (Gen)	
	Any Specific	

TARIFF FILING FORMS (HYDRO)

FOR DETERMINATION OF TARIFF

PART-II

Annexure-I

PART-II**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for****Hydro Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 1	Summary of Tariff	
FORM -1 (I)	Statement showing claimed capital cost	
FORM -1 (II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Hydro Power Generating Station	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5Ei	In case there is cost over run	
FORM-5Eii	In case there is time over run	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM 9B	Statement of Additional Capitalisation during end of the Project	
FORM 9Bi	Details of Asset De-capitalized during the period	
FORM- 9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM- 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Woks in Progress	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation on original project cost	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13C	Non-Tariff Income	
FORM- 13D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM- 15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM- 15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations	
FORM- 16	Statement of Liability Flow	
FORM- 17	Operation & Maintenance Expense	
FORM- 18	Details of Statutory Charges	
FORM- 19	Summary of issue involved in the petition	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to MPERC)	
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India at the time of true-up. In case of initial tariff filing, the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify tariff filing forms suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

PART-II
FORM-1

Summary of Tariff

Name of the Petitioner: _____
Name of the Generating Station: _____
Place (Region/District/State): _____

(Rs. lakh)							
S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.1	Return on Equity ¹						
1.2	Depreciation						
1.3	Interest on Loan						
1.4	Interest on Working Capital						
1.5	O & M Expenses						
	Total						

Note

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 1(I)**

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

Statement showing claimed capital cost- (A+B)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: Decapitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at One Year MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00% (B)

(Rs. lakh)						
S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

(Petitioner)

PART II
FORM-1(II)

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

Statement showing Return on Equity at Normal Rate

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Gross Opening Equity (Normal)					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity (Normal)					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity (Normal)					
10.	Average Equity (Normal)					
11.	Rate of ROE					
12.	Total ROE					

(Petitioner)

Statement showing Return on Equity at One Year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00%

S. No. (1)	Particulars (2)	2024-25 (3)	20-21 (4)	2021-22 (5)	2022-23 (6)	2023-24 (7)
1.	Gross Opening Equity					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity					
10.	Average Equity					
11.	Rate of ROE (One-year MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00%)					
12.	Total ROE					

Note: 1. Adjustment of equity as per Proviso to Tariff Regulations.

2. With respect to Equity infusion, the Generating Company is required to substantiate with supporting documents such as board resolutions, balance sheet/ reconciliation statement with balance sheet.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & other normative parameters considered for tariff calculation

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

S. No.	Particulars	Unit	Year Ending March					
			Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Free Power under Local Area Development Fund (LADF)	%						
4	Date of commercial operation (actual/anticipated)							
	Unit-1							
	Unit-2							
	Unit-3							
5	Type of Station							
	a) Surface/ underground							
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage							
	c) Peaking/ non-peaking							
	d) No. of hours of peaking							
	e) Overload capacity (MW) & Period							
6	Type of excitation							
	a) Rotating exciters on generator							
	b) Static excitation							
7	Design Energy (Annual) ¹	GWh						
8	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						
9	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)							

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M						
9.2	Receivables for WC	in Months						
9.3	Base Rate of Return on Equity	%						
9.4	Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization							
9.5	Tax Rate ²	%						
9.6	Effective Tax Rate ⁴							
9.7	SBI Base Rate + 325 basis points as on _____ ³	%						
9.8	β- Average Monthly Frequency Response Performance ⁵	0-1						

1. Monthwise 10 day Design energy figures to be given separately with the petition.
2. Tax rate for the year FY 2023-24 should also be furnished.
3. Mention relevant date
4. Tax rate is to be computed in accordance with Regulation 33.
5. To be submitted at the time of truing up based on RPC/SLDC certification.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 3Salient Features of Hydroelectric Project

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

1. Location	
State/Dist.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. De-silting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	
Rated Discharge (Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at FRL	

MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/Channel	
Diameter (M), shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	
Efficiency (overall) Turbine and generator	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1					Year 2					Year 3 and so on			
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)		
(1)	(2)														
4	At the end of Financial year														
B	In case of Hedging ³														
1	At the date of hedging														
2	Period of hedging														
3	Cost of hedging														
	Currency ³ 1 & so on														
A.1	At the date of Drawl ²														
2	Scheduled repayment date of principal														
3	Scheduled payment date of interest														
4	At the end of Financial year														
B	In case of Hedging ³														
1	At the date of hedging														
2	Period of hedging														
3	Cost of hedging														

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given
4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

PART-II
FORM-4A

Details of Foreign Equity
(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Exchange Rate on date/s of infusion

Exchange Rate on date/s of infusion														
S. No.		Financial Year		Year 1			Year 2			Year 3 and so on				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	
	Currency ¹													
A.1	At the date of infusion ²													
2														
3														
	Currency ²													
A.1	At the date of infusion ²													
2														
3														
	Currency ³													
A.1	At the date of infusion ²													
2														
3														
	Currency ⁴ and so on													
A.1	At the date of infusion ²													
2														
3														

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

**PART-II
FORM-5****Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Capital Cost as admitted by MPERC	
a)	Capital cost admitted as on _____ (Give reference of the relevant MPERC Order with Petition No. & Date)	
b)	Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
c)	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs Lakh)	
d)	Total Foreign Component (Rs. Lakh)	
e)	Domestic Component (Rs. Lakh.)	
f)	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
	Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)	

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. of the year	As on Actual COD of the Station ⁴
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC& FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning as per investment		

approval	
Scheduled COD of Unit-I	
Scheduled COD of Unit-II	
Scheduled COD of last Unit/Station	

Note:

1. Copy of approval letter should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.
4. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate.

(Petitioner)

PART-II
FORM-5B

Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R&R expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Dam, Intake & De-silting Chambers					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					
3.0	Hydro Mechanical equipment					
4.0	Plant & Equipment					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	Total (Plant & Equipment)					
5.0	Taxes and Duties					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
5.3	Total Taxes & Duties					
6.0	Construction & Pre-commissioning expenses					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
6.3	Site supervision					
6.4	Total (Const. & Pre-commissioning)					
7.0	Overheads					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					
7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	Notional IDC					
9.6	Total of IDC, FC, FERV & Hedging					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
	Cost					
9.7	Revenue from Inform Power					
10.0	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

**Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD and increase of IDC from scheduled COD to actual COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5C

Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Projects)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
1.0	Generator, turbine & Accessories				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C&I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)				
2.0	Auxiliary Electrical Equipment				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				
2.10	Diesel generating sets				
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)				
3.0	Auxiliary equipment & services for power station				
3.1	EOT crane				
3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Firefighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	Total (Auxiliary equip. & services for PS)				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
4.0	Switchyard package				
5.0	Initial spares for all above equipment				
6.0	Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.1	Interest During Construction (IDC)				
7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
7.4	Hedging Cost				
7.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
8.0	Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost				

Note: In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost overrun was beyond the control of the generating company.

(Petitioner)

PART-II
FORM-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

S. No	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	(Amount in Rs Lakh)			
		Package A	Package B	Package C	... Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)				
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally / Deposit Work				
3	No. of bids received				
4	Date of Award				
5	Date of Start of work				
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work				
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)				
8	Firm or With Escalation in prices				
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)				
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)				
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)				
12	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)				

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the new Hydro Power Generating Station in the FORM-5B to the extent possible. For Plant & Equipment (New Projects) break down in the similar manner in the relevant heads as per FORM-5C.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date

(Petitioner)

PART-II
FORM-5Ei

In case, there is cost over run

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimate d Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimate d Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Firefighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.C. set					
	Total BOP Electrical					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimate d Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Control & Instrumentation (C & I) Package					
2.5	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/ Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Firefighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction &					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimate d Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost (3)	Total Cost (4)	Total Cost (5)	1	2
(1)	(2)				(6)	(7)
	enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimate d Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5Eii

In case, there is time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention S. No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 Project Cost as on COD¹ _____
 Date of Commercial Operation of the Station² _____

Particulars	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1680 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$= Rs 80
2. Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 7****Details of Project Specific Loans**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD 3,4,5,13,15						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the detail of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

PART-II

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD 3,4,5,13,15						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/ floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

2. Currency refers to currency of loan such as US Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of foreign loan, date of each drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

**PART-II
FORM-9A**

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____
COD _____

For Financial Year

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)			Regulations under which claimed	Justification on	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)
							(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalisation of assets, separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable, the same shall be treated as de-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. In addition, impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.
6. The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.
7. No ACE towards assets individually costing below Rs. 20 lakh shall be claimed by the Petitioner.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

PART-II

FORM- 9B

Statement of Additional Capitalisation during end of the Project

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

S. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalized /Proposed to be capitalized (Rs Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
3					
4					
5					

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset

(Petitioner)

PART-II**FORM- 9Bi****Details of Assets De-capitalized during the period****Name of the Petitioner****Name of the Generating Station****Region****State****District**

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de- capitalization	Whether earning RoE at the normal rate or at SBI MCLR+350 bps
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	7
1						
2						
3						
4						
5						

Note: Year wise detail need to be submitted.**(Petitioner)**

**PART-II
FORM- 9C**

Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____

(Amount in Rs. Lakh)						
S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	Total Additions as per books (G= 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)					
12	Less: Un-discharged Liabilities					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works					
14	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in clear terms.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9D

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion			Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)
					(7)

Note: 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9E

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Statement of Capital cost

(To be submitted for relevant dates and year wise)

S. No.	Particulars	(Amount in Rs. Lakh)		
		As on relevant date.	Accrual Basis	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	b) Amount of IDC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis (3)	Un-discharged Liabilities (4)	Cash Basis (5)
(1)	(2)			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/ station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II**FORM- 9F**

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Statement of Capital Woks in Progress
(To be submitted for relevant dates and year wise)

S. No.	Particulars	(Amount in Rs. Lakh)		
		As on relevant date.	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis (3)	Un-discharged Liabilities (4)	Cash Basis (5)
(1)	(2)			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station
Date of Commercial Operation

(Amount in (Rs. Lakh))

	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
Financial Year (Starting from COD) ¹										
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Amount Capitalized in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

PART-II
FORM-11Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.2029	Depreciation Rates as per MPERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
(1)	(2)	(3)	(4)	(5= Col.3 X Col.4)
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-II
FORM-12

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Opening Capital Cost						
2.	Closing Capital Cost						
3.	Average Capital Cost						
4.	Freehold land*						
5.	Rate of depreciation						
6.	Depreciable value						
7.	Balance useful life at the beginning of the period						
8.	Remaining depreciable value						
9.	Depreciation (for the period)						
10.	Depreciation (annualized)						
11.	Cumulative depreciation at the end of the period						
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2024						
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART-II
FORM-13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

		(Amount in Rs Lakh)					
Particulars		Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Loan-1							
Gross loan - Opening							
Cumulative repayments of Loans upto previous year							
Net loan - Opening							
Add: Drawl(s) during the Year							
Less: Repayment (s) of Loans during the year							
Net loan - Closing							
Average Net Loan							
Rate of Interest on Loan on annual basis							
Interest on loan							
Loan-2							
Gross loan - Opening							
Cumulative repayments of Loans upto previous year							
Net loan - Opening							
Add: Drawl(s) during the Year							
Less: Repayment (s) of Loans during the year							
Net loan - Closing							
Average Net Loan							
Rate of Interest on Loan on annual basis							
Interest on loan							
Loan-3 and so on							

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART-II
FORM-13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)							
S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Gross Normative loan - Opening						
2.	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
3.	Net Normative loan - Opening						
4.	Add: Increase due to addition during the year / period						
5.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6.	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7.	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8.	Net Normative loan - Closing						
9.	Average Normative loan						
10.	Weighted average rate of interest						
11.	Interest on Loan						

(Petitioner)

**PART-II
Form -13B****Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	O & M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

PART II
FORM- 13C

Non-Tariff Income

Name of the Hydro Asset: _____

S.No.	Parameters	Existing 2023-24	2024- 25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						

(Petitioner)

PART-II
Form -13 D

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Parameters	Upto Schedule COD	Upto Actual COD
(1)	(2)	(3)	(4)
A	Expenses:		
1.	Employees' Benefits Expenses		
2.	Finance Costs		
3.	Water Charges		
4.	Communication Expenses		
5.	Power Charges		
6.	Depreciation		
7.	Other Office and Administrative Expenses		
8.	Others (Please Specify Details)		
9.	Other pre-Operating Expenses		
		
B	Total Expenses		
10.	Less: Income from sale of tenders		
11.	Less: Income from guest house		
12.	Less: Income recovered from Contractors		
13.	Less: Interest on Deposits		
14.	Less:		
C	Net IEDC		

(Petitioner)

[illegible]

S. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan ¹									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan ²									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1.2.3	Indian Loan ³									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	

S. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi-unit project details of capitalisation ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawl and repayment dates and amount, rates of interest, etc.) should be furnished.
5. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 14A**

Actual Cash Expenditure

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (DOCO)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART-II
FORM-15A

Design energy and peaking capability (month wise) - ROR with Pondage/Storage type new stations

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Generating Company			
Name of Hydro-Electric Generating Station:			
Installed Capacity: No of Units X MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		

October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated.....			
Note :			
Specify the number of peaking hours for which station has been designed.			

(Petitioner)

PART-II
FORM-15B

Design energy and MW Continuous (month wise) – ROR type stations

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Generating Company.....			
Name of Hydro-Electric Generating Station:			
Installed Capacity: No of units X MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		

October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated.....			

(Petitioner)

PART-II
FORM-16

Statement of Liability Flow

Name of the Petitioner
Name of the Generating Station

Party (1)	Asset / Work (2)	Year of actual capitalisation (3)	Original Liability (4)	Liability as on 31.03.2024 (5)	Discharges (Year wise) (6)	Reversal (Year wise) (7)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at One Year SBI MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00 %						

(Petitioner)

**PART II
FORM 17****Operation and Maintenance Expense**

In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2024

Total capital expenditure up to cutoff date (a)	
R&R Expenditure (b)	
IDC & IEDC (c)	
Capital cost considered for O&M expense(d)= (a)-(b)-(c)	
First year annualize O&M expenses @ 3.50% or 5.00% of above (e) = 3.50% or 5.00% of (d)	
O&M expense for next year escalated by 5.47% p.a. (f) =(1+5.47%) of (e)	
Additional O&M expenses due to 8 th Pay Commission Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Minimum Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Goods and Services Tax (GST)	

Note: Additional O&M expenses with supporting documents and computations to be provided for respective years of Tariff Period.

(Petitioner)

PART II
FORM 18

Details of Statutory Charges (If applicable)

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

Particulars	Unit Rate	No of Units	Amount Claimed
(1)	(2)	(3)	(4)
Electricity Duty			
Water Cess			

(Petitioner)

PART II
FORM 19
Summary of issue involved in the petition

1.	Petitioner:	
2.	Subject	
3.	Prayer: (1)... (2)... (3)... ...	
4	Respondents	
	Name of Respondents:	
	a.	
	b.	
	c.	
5.	Project Scope	IC DE FEHS AUX NAPAF
	Cost	Sanction Cost Latest RCE
	Commissioning	Unit/Station COD
	Claim	
	AFC	
	Capital cost	
	Initial spare	
	NAPAF	
	Design	
	Energy	
	Any Specific	

भोपाल, दिनांक 2 जुलाई 2024

शुद्धि-पत्र

क्र. मप्रविनिआ-सचिवालय-87-2024-1596.- मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग की अधिसूचना क्र. 1547-मप्रविनिआ-2024, दिनांक 27 जून 2024 (प्रकाशन तिथि 28 जून 2024) के अंग्रेजी संस्करण में "DRAFT SCHEDULE-I OF FEE AND FINE; REVISION II (2024)" के स्थान पर "SCHEDULE-1 OF FEES, FINES AND CHARGES; REVISION II (2024)" पढ़ा जाये.

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकांता पाण्डा, आयोग सचिव.

भोपाल, दिनांक 3 जुलाई 2024

शुद्धि-पत्र

क्र. मप्रविनिआ-संचा.(टैरिफ)-2024-1614.- मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग की अधिसूचना क्र. 1508-मप्रविनिआ-2024, दिनांक 20 जून 2024 (प्रकाशन तिथि 28 जून 2024) के हिन्दी संस्करण के प्रथम पृष्ठ पर "भोपाल, दिनांक 20 जनवरी 2024" के स्थान पर "भोपाल, दिनांक 20 जून 2024" पढ़ा जाये.

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकांता पाण्डा, आयोग सचिव.